

**GENERACIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO PARA EL MIEMBRO C7 DE LA
FORMACION CARBONERA EN UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES -
COLOMBIA.**

LAINIE PAOLA JAIMES PEDROZA

UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA

FACULTAD SECCIONAL SOGAMOSO

INGENIERÍA GEOLOGICA

SOGAMOSO-BOYACA

2016

**GENERACIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO PARA EL MIEMBRO C7 DE LA
FORMACION CARBONERA EN UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES -
COLOMBIA.**

LAINIE PAOLA JAIMES PEDROZA

Trabajo de grado

DIRECTOR

JORGE E. MARIÑO M.

Ingeniero Geólogo Msc. PhD

CODIRECTOR

ANDRES VARGAS VIASUS

Ingeniero Geólogo.

UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA

FACULTAD SECCIONAL SOGAMOSO

SOGAMOSO-BOYACA

2016

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	9
OBJETIVOS	11
Objetivo General	11
Objetivos Específicos.....	11
1. MARCO TEORICO.....	12
1.1 MODELO ESTATICO	12
Modelo estructural.....	12
Modelo estratigráfico.....	12
Modelo Petrofísico	13
Geoestadística	13
1.2 LLANOS ORIENTALES	14
Ubicación.....	14
Columna Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales.....	18
Ambiente Tectónico	19
Estructura	22
Geología Del Petróleo	24
Depósito De Rocas Y Evaluación Petrofísica	25
1.3 REGISTROS GEOFISICOS	33
Registros Resistivos	33
Registros De Rayos Gamma	34
Registro De Densidad	35
1.4 CORRELACION DE REGISTRO DE POZOS.....	39
1.5 EXPERIMENTO DE ARCHIE	40
Archie	40

1.6	ECUACIONES FUNDAMENTALES	42
2	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	44
2.1	CARGA DE DATOS	44
2.2	INTERPRETACIÓN:	47
2.3	MODELAMIENTO DE FALLAS	49
2.4	PILARES CLAVE.....	51
2.5	PILLAR GRIDDING	52
2.6	LÍMITE:.....	53
2.7	SEGMENTOS:	53
2.8	MODELADO DE HORIZONTES	55
2.9	ZONAS.....	55
2.10	ESTRATIFICACIÓN	59
2.11	UPSCALING LOS REGISTROS	60
3	ANÁLISIS DE DATOS Y RESULTADOS.....	61
3.1	MAPAS.....	61
3.2	INTERPRETACION DE REGISTROS BASADO EN LOS RESULTADOS PETROFISICOS.....	68
3.3	CÁLCULO VOLUMÉTRICO	78
	CONCLUSIONES	79
	REFERENCIAS.....	80

TABLA DE IMÁGENES

Imagen 1. Mapa de Ubicación Cuenca Llanos Orientales (Sarmiento,2011)	14
Imagen 2. Mapa Geológico Cuenca Llanos Orientales (Modif. Geotec 2001 Img 30). (Sarmiento, 2011)	16
Imagen 3. Columna estratigráfica Cuenca Llanos, (Imagen tomada de Internet)..	18
Imagen 4. Evolución tectónica de la cuenca Llanos Orientales Después de Horton et al. (2010a). (Sarmiento, 2011).....	20
Imagen 5. Play Map para el miembro C7 de la Formación Carbonera. Tomado de Hernandez et al. (1997).....	31
Imagen 6. Mapa Base Con La Localización De Los Pozos	45
Imagen 7. Sismograma Sintético E Inline 64.....	46
Imagen 8. Sección Inline Del Pozo 1 A	47
Imagen 9. Grid.....	48
Imagen 10. Mapa De Contornos	49
Imagen 11. Imagen De La Falla En Petrel	50
Imagen 12. Pilares Clave	51
Imagen 13. Pilar Gridding	53
Imagen 14. Celdas	54
Imagen 15. Horizontes	55
Imagen 16. Isochore-Isopach	56
Imagen 17. Zona 1	57
Imagen 18. Zona 2	58
Imagen 19. Zona 3	58
Imagen 20. Estratificación	59
Imagen 21. Grid León Inferior.....	61
Imagen 22. Grid Carbonera 5.....	62
Imagen 23. Grid Carbonera 7	62
Imagen 24. Grid León Inferior - Depth.....	63
Imagen 25. Grid Carbonera 5 - Depth	63

Imagen 26. Grid Carbonera 7 - Depth	64
Imagen 27. Grid Cretáceo Depth.....	64
Imagen 28. Gross.....	65
Imagen 29. Net.....	66
Imagen 30. Net/Gross	66
Imagen 31. Porosidad	67
Imagen 32. Saturacion de Agua	67
Imagen 33. Pozo 1 A.....	69
Imagen 34. Pozo 2	70
Imagen 35. Pozo 1	71
Imagen 36. Correlacion GR- HDRS-HMRS-RHOB	72
Imagen 37. Petrofisica Pozo 1.....	73
Imagen 38. Petrofisica Pozo 2.....	74
Imagen 39. Petrofisica Pozo 1 A	75
Imagen 40. C5 Depth	76
Imagen 41. C7 Depth	77

INTRODUCCIÓN

Los Llanos Orientales de Colombia pertenecen a la región de bajo relieve al Este del Pie de Monte de la Cordillera Oriental. Toda la región de los Llanos Colombianos ha sido una de las zonas en donde se han concentrado los esfuerzos exploratorios de muchas empresas de hidrocarburos por aumentar las reservas, esto debido al gran potencial con que cuenta esta cuenca y el cual se hace evidente con los campos Caño Limón (1983), Cusiana y Cupiagua (1992) y ahora Rubiales.

Al cierre de 2015, las reservas probadas netas de Ecopetrol fueron de 1.849 millones de barriles de petróleo equivalentes, 11% menores a los 2.084 millones de barriles de petróleo equivalentes registrados al cierre de 2014. El índice de reemplazo de reservas fue de 6%, y la vida media de reservas equivale a 7,4 años.

La reducción de las reservas probadas se dio principalmente como consecuencia de la pronunciada caída de los precios de los hidrocarburos. En 2015, el precio SEC utilizado para la valoración fue de US\$55.57 por barril Brent versus US\$101.80 por barril en 2014. (Ecopetrol, 2015)

Una reserva de hidrocarburo puede definirse (según el manual de “definiciones y Normas de Reservas de Hidrocarburos” emitido por el antiguo ministerio de Energía y Minas) como los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas que se puedan recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

En el proceso de exploración es necesario conocer la mayor información posible con el fin de disminuir al máximo el riesgo que se presenta cuando las variables aumentan es por esto que los modelos estáticos en donde es posible representar las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturación

del agua) del área de estudio a partir de datos extraídos de pruebas realizadas en pozos se vuelven útiles y necesarios.

Los modelos estáticos se basan en métodos geoestadísticos que integran datos cualitativos (geológicos) y cuantitativos (geofísicos y de laboratorio), permitiendo la realización del cálculo de reservas (La comunidad petrolera, 2008), ya que los hidrocarburos representan hoy en día la principal fuente de energía a nivel mundial, el conocimiento de las cantidades de crudo y gas presentes es de vital importancia para determinar los volúmenes recuperables.

Para la realización del modelo estático la colaboración de la compañía Petralog LTDA fue indispensable ya que cuenta con la tecnología y la experiencia en el manejo de la información geológica y geofísica que se emplea en cada uno de los pasos necesarios del proceso como lo son: la carga e interpretación de la información sísmica, la interpretación de registros, la elaboración de mapas y finalmente la obtención del modelo como tal.

RESUMEN

TITULO: GENERACIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO PARA EL MIEMBRO C7 DE LA FORMACIÓN CARBONERA EN UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES -COLOMBIA.

AUTOR: LAINIE PAOLA JAIMES PEDROZA

PALABRAS CLAVES: Datos geológicos, datos geofísicos, Modelo estático, propiedades petrofísica, yacimiento.

El trabajo que se presenta a continuación tiene como objetivo la generación de un modelo estático de un yacimiento en un campo de los llanos orientales para el miembro C7 de la Formación Carbonera, el cual es representativo de niveles arenosos productores en esta zona.

El propósito de este modelo es representar las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturación del agua) del yacimiento a partir de datos extraídos de pruebas realizadas en los pozos así como de la información sísmica y geológica del área.

La construcción del modelo estático se basa en métodos geoestadísticos que integran datos cualitativos (geológicos) y cuantitativos (geofísicos y de laboratorio), el procesamiento de estos datos se realizó por medio de un software que permite el manejo de toda la información tanto Geológica como Geofísica con el fin de llegar a un cálculo acertado de reservas de hidrocarburos.

Para la realización de este trabajo se recurrió a la información de siete pozos que consiste en datos petrofísicos extraídos del programa Kingdom en el

cual se realizó la interpretación por medio del amarre pozo-sísmica, utilizando los topes de las formaciones del Pozo-1, asignación de horizontes y la interpretación de las fallas presentes en el área.

Para la segunda parte del proyecto realizado con Petrel, los datos (interpretación) fueron importados de Kingdom con el fin de realizar el Modelamiento Geométrico, destacando el modelo de falla, Modelado de Horizontes interpretados y Zonas llegando al Modelo geométrico como tal.

Por lo que se encontraron dos intervalos con importantes resultados obtenidos de la interpretación sísmica y el análisis petrofísico debido a sus propiedades, que son los miembros C5 y C7 de la Formación Carbonera.

OBJETIVOS

Objetivo General

Generar un Modelo Estático del yacimiento para el miembro C7 de la formación Carbonera en un campo ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, con el fin de obtener las reservas

Objetivos Específicos

- Recopilar la información geológica regional documentada, así como información de los pozos ubicados en el área de estudio e información sísmica que permita la construcción de un modelo geológico acorde a la geología regional.
- Realizar el control de calidad y la clasificación de los datos disponibles.
- Interpretar los datos Geológicos y Geofísicos por medio de un software de interpretación (Kingdom) y modelamiento (Petrel).
- Generar el modelo estático y el cálculo de reservas del yacimiento para el miembro C7 de la formación Carbonera en un campo ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 MODELO ESTÁTICO

El modelo estático de un yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca que unidos a pruebas de yacimientos (datos de presión, producción, pruebas de presión), permiten definir con mayor claridad el yacimiento.

El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento:

Modelo estructural: las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. Este modelo se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, además definir la orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales.

Modelo estratigráfico: el objetivo de hacer secciones estratigráficas, es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos.

Modelo Petrofísico: un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático. (Slideshare. (2013)).

Geoestadística: La geoestadística es una ciencia que aplica los conceptos estadísticos a las ciencias de la tierra. Esta ciencia es la encargada de generar valores en zonas donde no se tienen datos por medio de interpolaciones que pueden ser realizadas por diferentes métodos geoestadísticos, cuya utilización dependerá del comportamiento de la distribución de la propiedad estudiada en todo el volumen del yacimiento. (La Comunidad Petrolera. (2008)).

1.2 LLANOS ORIENTALES

Ubicación

La cuenca Llanos Orientales es el antepaís subandino oriental de la Cordillera Oriental. Está limitado al oeste por la cordillera oriental, al este con el Escudo de Guyana, y al sur por la Cordillera de la Macarena y la base del arco Vaupés (Figuras 1 y 2). La cuenca continúa hacia el norte por las cuencas Apure y Barinas en Venezuela Occidental, que han sido separados de la cuenca Llanos Orientales desde el cenozoico tardío por el arco de Arauca.

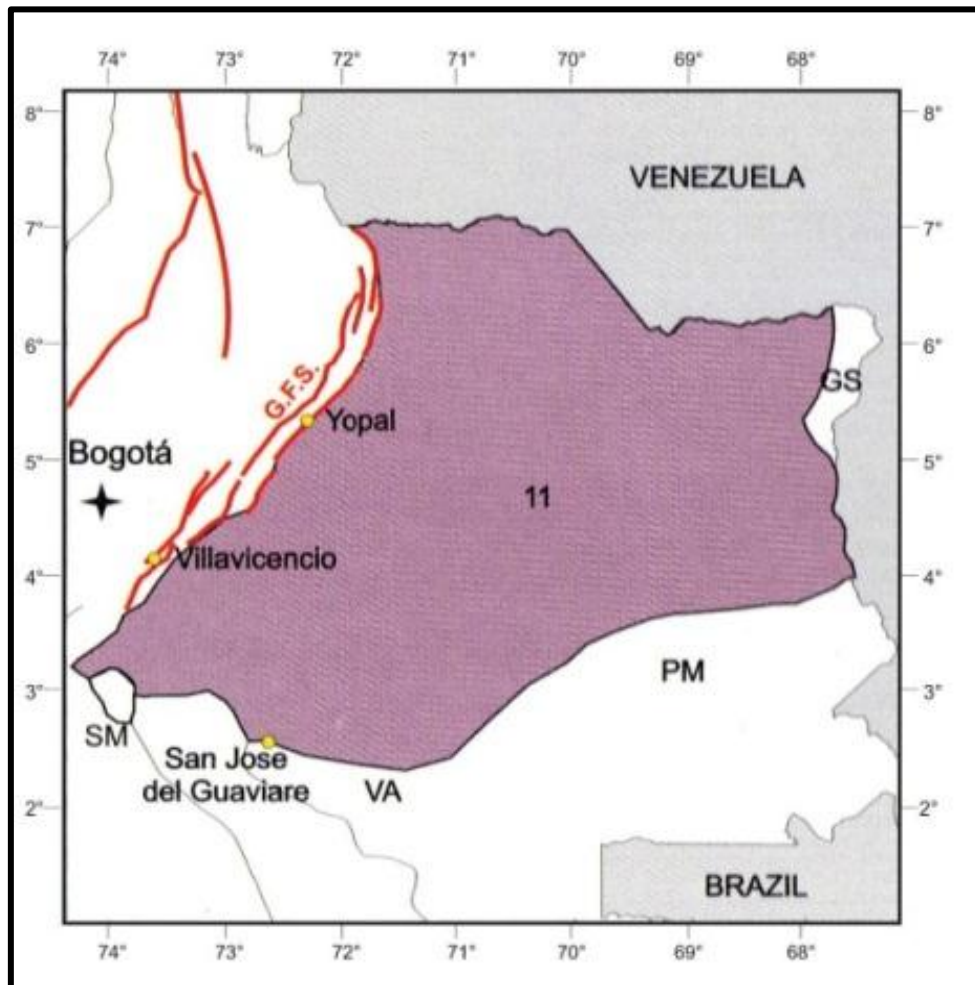
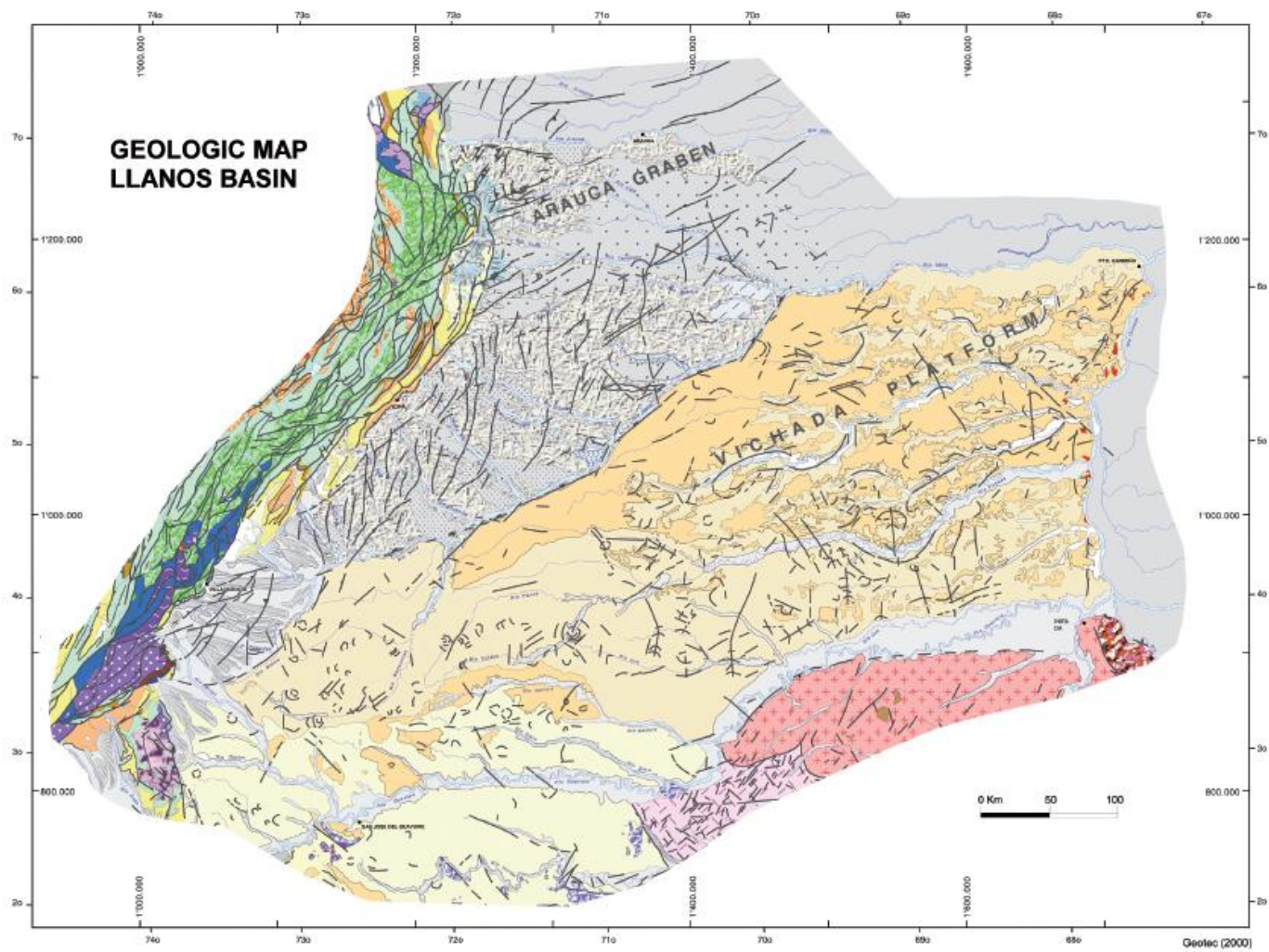
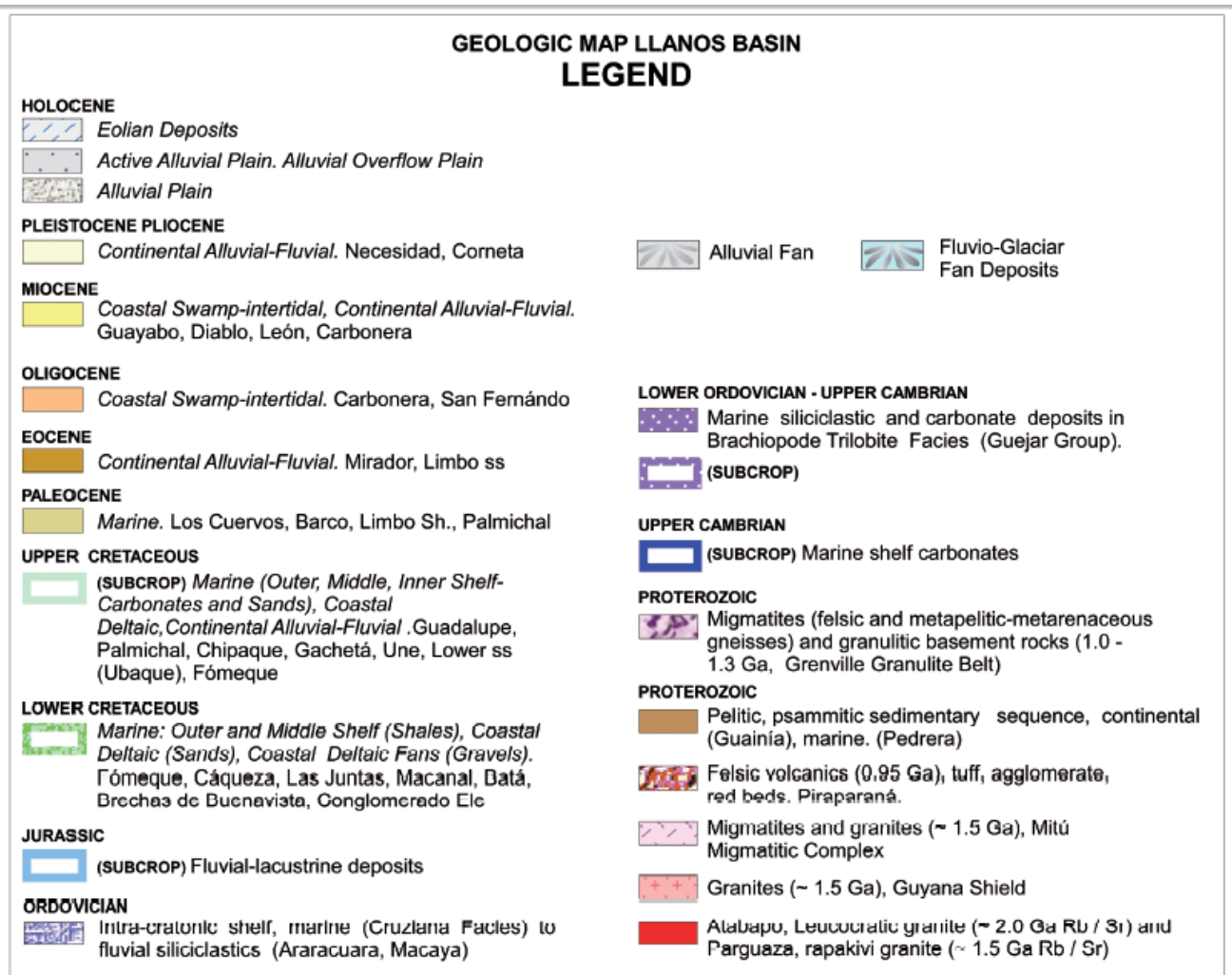


Imagen 1. Mapa de Ubicación Cuenca Llanos Orientales (Sarmiento, 2011)





Geotec / 2000

Imagen 2. Mapa Geológico Cuenca Llanos Orientales (Modif. Geotec 2001 Img 30).
(Sarmiento, 2011)

A lo largo de siete décadas de exploración de petróleo y gas en la cuenca de los Llanos, llevado a cabo por muchas empresas internacionales y nacionales de diversos tamaños y capacidades, proporcionando grandes cantidades de datos técnicos valiosos y desarrollando conceptos de exploración importantes que fueron fundamentales para descubrir los grandes recursos de petróleo en la cuenca entre los que se destaca:

En 1969 Shell y Chevron hicieron los dos primeros descubrimientos productivos de petróleo: Castilla con 201 MBEP y Chichimene con 25 MBEP (IHS, 2009).

En 1981 Provincia de Petróleo (una filial de Exxon) encontró Rubiales, un campo de crudo pesado con 200 MBEP situados en la parte centro-oriental de la cuenca con un total de 36 pozos perforados (hasta 2002) por las diferentes compañías.

En 1983, Occidental descubrió el gigante (1001 MBEP) Campo Caño Limón en un alto regional. Cusiana con 2258 MBEP, Cupiagua.

En 1993 con 750 MBEP, Volcanera

En 1993 con 1083 MBEP, Pauto Sur B-1.

En 1995 con 767 MBEP y Floreña a-1

En 1995, con 817 MBEP.

Columna Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales

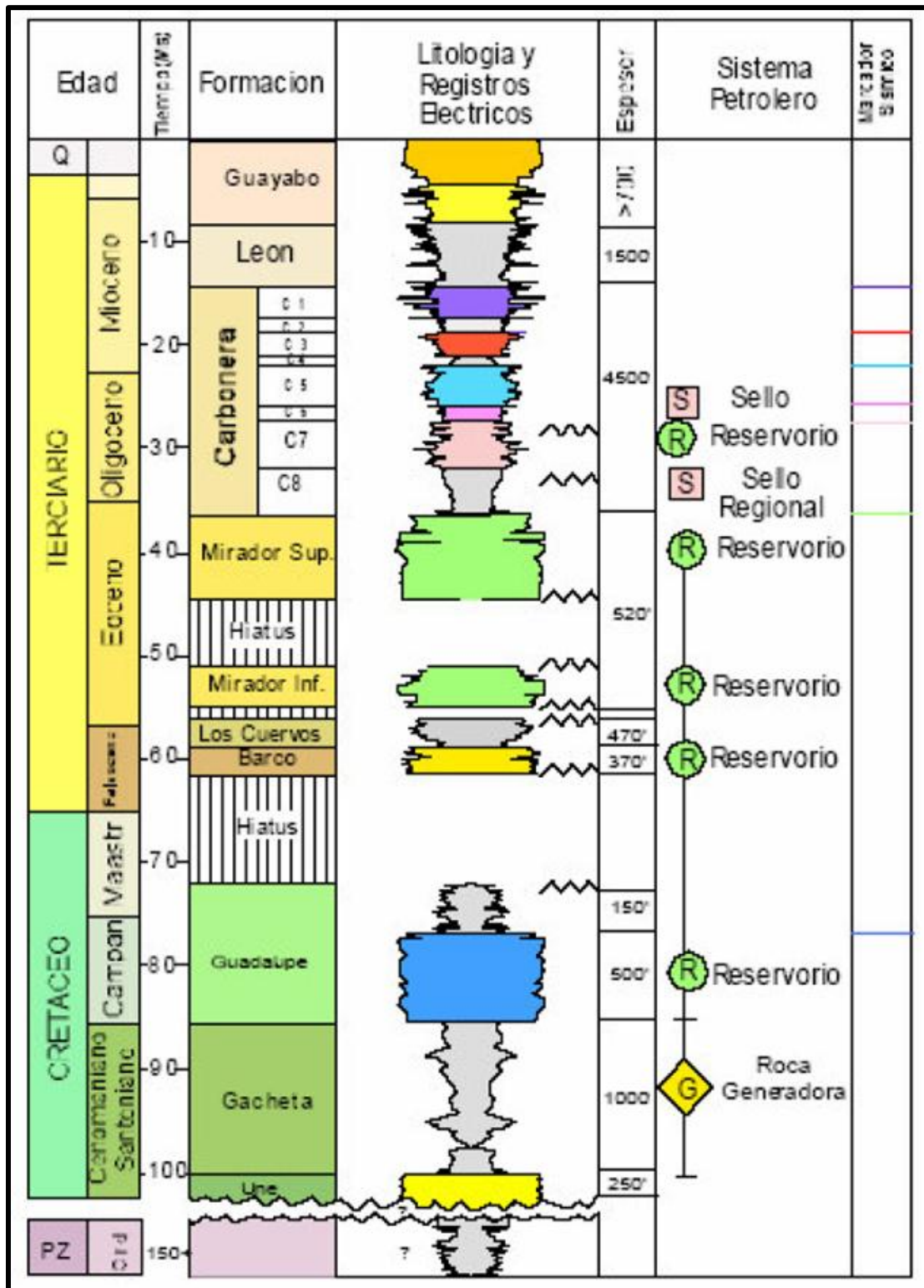


Imagen 3. Columna estratigráfica Cuenca Llanos, (Imagen tomada de Internet)

Ambiente Tectónico

En la actualidad, la cuenca de Llanos es la cuenca de antepaís subandina situada al este de la cordillera Oriental. La historia de los Llanos Orientales comenzó en el paleozoico, y evolucionó en estrecha vinculación con la cuenca de la cordillera Oriental a través del Meso-Cenozoico. Un breve resumen de la historia de la cuenca se presenta a continuación.

La cuenca comenzó como un mar epicontinental relativamente poco profundo durante el paleozoico.

Durante el paleozoico inferior, sedimentos clásticos fueron depositados en fosas extensionales desarrollados sobre basamento cristalino precámbrico (Ecopetrol y Ecopetrol y Beicip, 1995) (Baja y mapas del paleozoico superior palinofacies en volumen1), seguidos de eventos sedimentarios de deformación de intensidad variable con edad Cambro-Ordovícico y Devónico-Carbonífero-Pérmico.

Del triásico al cretácico inferior, la zona oeste de la cuenca Llanos Orientales correspondía a una cuenca de rift extensional, probablemente primero relacionado con el desmembramiento de la Pangea y más tarde a la parte posterior de extensión del arco.

El sector norte de la cuenca extensional fue probablemente un aulacógeno relacionado con la separación entre América del Norte y América del Sur durante el desmembramiento de Pangea. La mayor parte de la cuenca carece de rocas sedimentarias del Cretácico Jurásico temprano.

Desde el final del Cretácico, un régimen compresivo se estableció en la cuenca (Ecopetrol y Ecopetrol y Beicip, 1995).

Durante el Paleoceno tardío Cretáceo y, subsidencia térmica flexión regional (siguiendo rifting Cretácico temprano en la zona de la cuenca de la cordillera oriental), y la carga de agua debido al aumento de las profundidades de agua paleo (producido por alto el nivel del mar) generó espacio de alojamiento para la sedimentación marina poco profunda

Durante el Paleoceno hasta el Eoceno medio, la deformación compresional y la elevación de la Cordillera Central generó una cuenca de antepaís regional. Una discordancia Eoceno temprano representa un período de no deposición en la cuenca.

Desde el Eoceno Tardío al Mioceno Temprano se generan hundimientos de flexión en la cuenca donde se acumulan desde sedimentos marinos a sedimentos continentales.

Durante el Mioceno Medio a Plioceno la inversión tectónica completa la cuenca extensional Mesozoico generando hundimientos.

Con acumulación de sedimentos marinos en Mioceno Medio y sedimentos continentales en Mioceno Tardío a Plioceno derivados de la erosión de la cordillera oriental y la generación del hundimiento de la cuenca de antepaís

Estructura

Los datos sísmicos revelan eventos de deformación importantes que afectaron a las rocas sedimentarias del Paleozoico.

De acuerdo con Ecopetrol y Beicip (1995), basado en datos sísmicos limitados, un régimen extensional prevaleció durante el Paleozoico temprano, lo que resultó en el desarrollo de fosas tectónicas.

Durante el Ordovícico Tardío y Silúrico (?) Un régimen compresivo parece haber afectado las zonas de Arauca y Meta. Este evento compresional puede correlacionarse con la orogenia Caledonian.

Durante el Devónico y el Paleozoico tardío un régimen tectónico extensional prevaleció resultando en fosas tectónicas orientadas NS (Geotec, 1986, en Ecopetrol y Beicip, 1995).

Al final de la elevación regional Paleozoico de la cuenca Llanos Orientales se ha correlacionado con la orogenia hercínico (Ecopetrol y Beicip, 1995).

Durante el Triásico y Jurásico regímenes tectónicos, extensionales o transtensionales han sido reconocidos en las áreas de Arauca y Meta y en las estribaciones de la Cordillera Oriental (Ecopetrol y Beicip, 1995).

Fallas extensionales del Cretácico Temprano también se han documentado en la zona de piedemonte (Ecopetrol y Beicip, 1995).

De norte a sur los siguientes elementos estructurales son reconocibles:

Arco Arauca: es un alto que separa la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia de la cuenca de Barinas en Venezuela con dirección E-W y un buzamiento preferencial W.

Graben de Arauca: Depresión orientada ENE-WSW encontrado entre las fallas Mantecal y achaguas, permitiendo la acumulación de más de 8 kilómetros de

sedimentos principalmente Cambro- Ordovícico (Mc Collough, 1985, Ecopetrol y Beicip, 1995.).

Casanare zona de plataforma: Oeste - inmersión homoclinal amplia.

Voragine Paleoalto: orientado en dirección N-S separando el dominio de Casanare al Norte del dominio del Meta al Sur el cual se hace evidente en los Isopacos del Paleozoico y del Cretácico.

Candilejas o Chafurrray Paleoalto: orientadas N-S, sísmicamente definido situado entre la cordillera de La Macarena y el paleoalto Voragine, que controlaba la paleogeografía del Cretácico.

Macarena van con cuencas y afloramientos cretácicos. Es el límite sur de la cuenca de los llanos orientales. Es un alto estructural que separa la cuenca de los llanos Orientales al norte y la cuenca del Caguán-Putumayo, al sur.

Estribaciones Andinas: zona comprendida entre 300 y 1500 m. de elevación sobre el nivel del mar. Contiene compresión o transpresional de retroceso, fallas inversas y pliegues. Su dirección estructural es NNE-SSW.

Geología Del Petróleo

Las principales rocas generadoras de petróleo probadas de la cuenca de los Llanos Orientales son las lutitas del Cretácico Superior de la Formación Gachetá. Mientras las rocas potenciales generadoras incluyen Cretácico (Fm Une.), Cenozoico (Formaciones Cuervos, medio Mirador y Carbonera.) y lutitas paleozoicas, los principales reservorios probados son areniscas de la Formación Mirador. Otros yacimientos productivos son areniscas Cenozoico (Formaciones Barco, Carbonera.) Y Cretácico (Formaciones Guadalupe, Une.). Reservorios potenciales incluyen areniscas del Paleozoico.

Por lo tanto, Gacheta y Mirador representan el sistema principal de petróleo en la cuenca de los Llanos Orientales. Otros reservorios de este sistema se encuentran en las Formaciones Une, Guadalupe, Barco, Los Cuervos y Carbonera en donde las correlaciones geoquímicas de las rocas soportan el sistema petrolero conocido. Este sistema se puede definir como un sistema de impedancia de carga normal – baja carga y drenado lateral.

Además los datos geoquímicos de petróleos de la cuenca Llanos Orientales sugieren dos principales facies de fuentes roca. Unas facies marina distal probablemente ubicadas en la Cordillera Oriental (Formación Chipaque) y unas facies marina proximales probablemente ubicadas al este de la antigua Cuenca de los Llanos Orientales (Formación Gachetá, Hernández et al, 1997), por lo tanto las formaciones Chipaque- Mirador (!) corresponden a otro sistema petrolero de la Cordillera Oriental.

Como sistemas petroleros secundarios se toman las formaciones Cuervos-Mirador y Carbonera-Mirador, Además de un sistema petrolero paleozoico especulativa.

Depósito De Rocas Y Evaluación Petrofísica

Las unidades de Yacimientos en las estribaciones la Cuenca de los Llanos Orientales se caracterizan por las areniscas del Cretácico Superior Formación Une, Formación Gachetá, Y Formación Guadalupe,

A finales del Paleoceno la Formación Barco. En el Eoceno la Formación Mirador y la Formación Carbonera. En las colinas, reservorios con porosidades de <5% y permeabilidades entre <0,5 a 1 Darcy son productivas, mientras que para el antepaís, porosidades deben superar el 10% y permeabilidades oscilan entre 20 y 300 mD (Ecopetrol y Beicip 1995).

Las principales rocas reservorio en la parte oriental de la cuenca de los Llanos Orientales y las colinas son areniscas de las Formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá y Une, y los miembros C-7, C-5, C-3, y ocasionalmente C-4 y C-2 de la Formación Carbonera, (. figuras 98-102, mesa 4 de Caro et al., 2004).

La producción de los yacimientos del Cretácico en la cuenca de antepaís proviene principalmente del campo Apiay y zonas aisladas en el oeste de Casanare, entre los ríos Cusiana y Cravo Sur.

En Arauca, la producción Cretácica se limita a Caño Rondon-1 también, en las faldas, la formación Guadalupe produce hidrocarburos ligeros en el campo Cusiana (Figs. 103 a 105).

Depósitos del Paleoceno sólo se producen en las estribaciones (campos de Cusiana y Floreña), y en una franja estrecha de antepaís cerca de las estribaciones frontal de empuje (Tocaría-1 y pozos Arauca) (Fig. 106).

Reservorios de la Formación Mirador Producen al sur y al este del campo Apiay, en el sur del Meta, en la zona centro-oeste de Casanare y el campo Caño Limón, en Arauca.

En las estribaciones, las areniscas de la Formación Mirador producen en varios campos (como Cusiana).

La producción de los Reservorios de la Formación Carbonera se concentra principalmente en el centro y el este de Casanare, desde el oeste al este con el miembro de C-7 que produce en el mayor número de campos, a continuación, con el miembro C-5 en una estrecha franja que incluye los pozos de los Toros y el área inmediatamente al este, siguiendo con el miembro de C-3 hasta el campo el Miedo, que produce aceite del miembro de C-2.

En Arauca, hay una producción de la C-7 y C-5 miembros en el campo Caño Limón, y en Meta, el campo de crudo pesado Rubiales produce desde el miembro C-7.

La evolución de la porosidad y permeabilidad diagenética estaba controlada principalmente por el ambiente de depósito, por el enterramiento, la historia térmica y deformacional de la cuenca de antepaís.

Los principales eventos diagenéticos que controlan la porosidad son: el cuarzo, la cementación, la compactación y disolución de chert.

Formación Une

El nombre de esta formación fue establecido por Hubach E. (1957). La formación está constituida de una sucesión monótona de areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas en la parte media.

Las areniscas se encuentran en capas con estratificación delgada a gruesa, en potentes bancos, su color por lo general es gris oscuro pero también se encuentran capas de colores claros; la topografía característica de esta formación es de grandes escarpes.

Hacia la parte superior se presentan intercalaciones de lutitas negras; esporádicamente se encuentra un nivel de carbón semi-antracítico de unos 0.60 m de espesor. La edad de la formación ha sido considerada por Burgl (1.961), como Albiano a Cenomaniano. El ambiente de depositación de la Formación Une es claramente marino.

Formación Gachetá.

Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe.

Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos.

Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca.

El espesor aumenta hacia el noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca, en las proximidades Chichimene-1, Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, es superior a 600 pies. Hacia el noreste el espesor máximo se encuentra en el pozo Chigüiro-1.

Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.

Formación Guadalupe.

Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano.

El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral-1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies.

En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte.

Esta formación es productora en la cuenca.

Formaciones Barco Y Los Cuervos

Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca.

En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos.

En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Ambos contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes.

Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera. El máximo espesor se registra en el pozo Medina-1, donde tiene 1.710 pies.

Formación Mirador

Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas.

Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia.

Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales.

Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera.

El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies en el pozo Floreña-1.

Formación Carbonera.

Esta unidad contiene canales areniscas de fluviales y estuarinos, con un potencial reservorio. Las facies proximales orientales incluyen Cuarzoarenitas amalgamadas, que son reservorios en el campo Rubiales.

Los miembros ricos en arena son: C-7, C-5, C-3, y de vez en cuando los miembros de arena pobres C-4 y C-2 de la Formación Carbonera pueden contener rocas del yacimiento eficaces.

Una muestra de arenisca del miembro de C-3 es evidente en el pozo Saltarin-1 bien descrito por Bayona et al. (2008) característico por presentar grano medio a grueso, subarcosa mal sorteada, compuesto predominantemente por monocristalinos (82,5%) y cuarzo policristalino (cuarzo en total: 92.9%), feldespato potásico (6,6%) y trazas de fragmentos líticos (0,5%).

Una muestra de la parte basal del miembro C-1 compuesta de grano medio a grueso, conglomerática, arenisca mal sorteada, compuesta por monocristalino (94,5%) y policristalino (5,5%) de cuarzo, minerales accesorios opacos y materia orgánica.

Dos muestras del mismo miembro están bien a grano medianos, pobremente sorteados, compuesta por cuarzo (monocristalino 86,3 y 94,5%, cuarzo total de 92,3 -93,2%), feldespato potásico (6.8 a 7.1%) y trazas de fragmentos líticos (0- 0,5%). (Bayona et al., 2008).

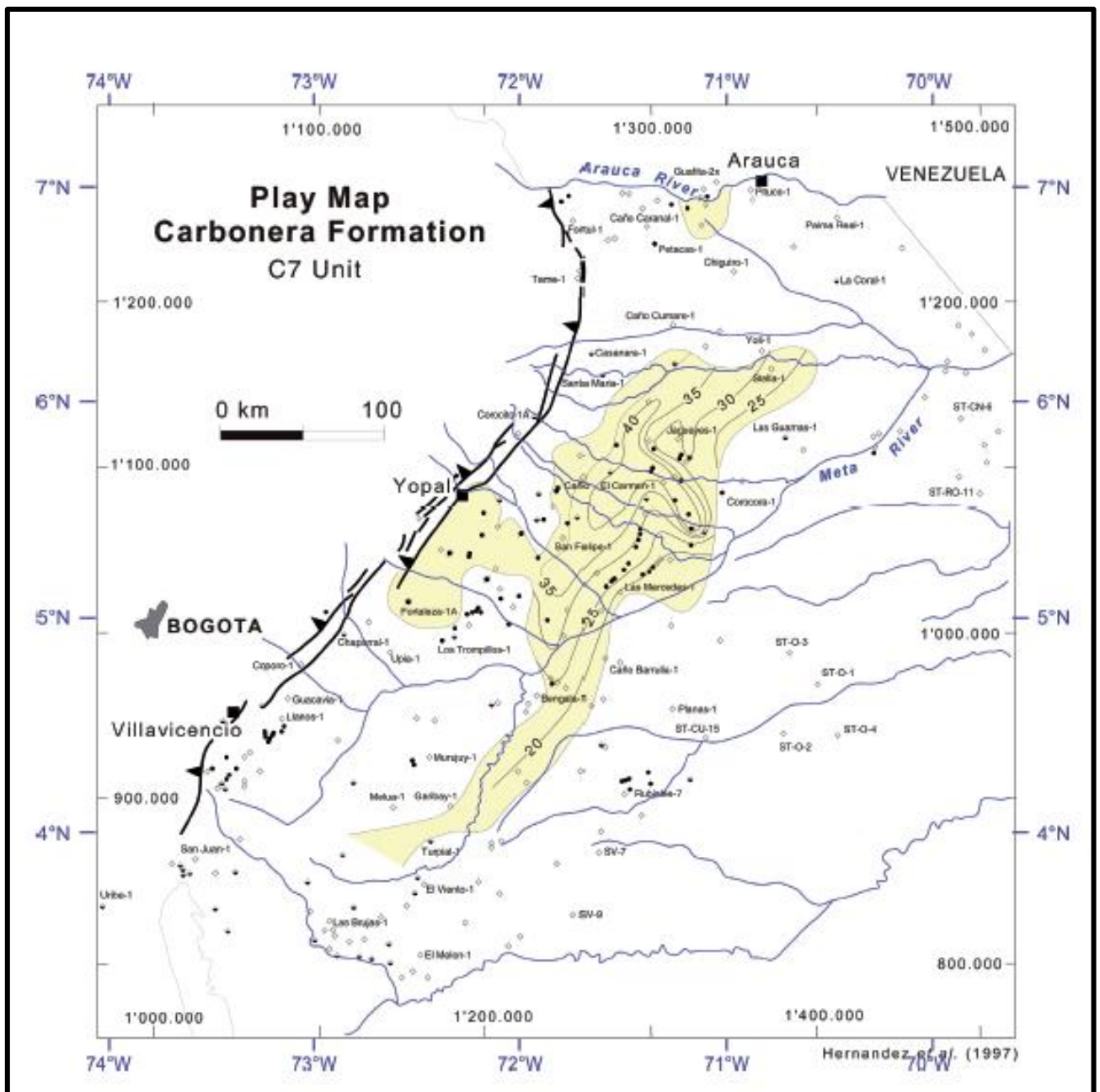


Imagen 5. Play Map para el miembro C7 de la Formación Carbonera. Tomado de Hernández et al. (1997).

El miembro Carbonera C-7 tiene un espesor neto de arena de hasta 213 pies en el pozo Caño Garza-1. En otros lugares, el espesor de la arena de este miembro es menor de 100 pies.

Porosidad máxima en el este del pozo Dorotea-1 es de 31,3%, y los valores mínimos en la parte occidental son del 8,5% en el pozo Tame-1 (Ecopetrol y Beicip, 1995).

El miembro Carbonera C-5 tiene espesor neto de arena que llega hasta 291 pies en el pozo Cumaral-1 y más de 100 pies al NE cerca de la frontera Colombia-Venezuela y el río Meta.

Los valores promedio de porosidad son más del 30% en la parte más oriental de la cuenca (33% en el SV-5 también, y 33,4% en el Clara-1) y menos de 10% cerca de las estribaciones (Ecopetrol y Beicip, 1995).

El miembro C-3 Carbonera tiene un espesor medio de depósito neto entre 25 y 30 pies. Porosidad promedio es de 30,2% en el este del pozo Clara-1 y el 10,4% en el pozo Cusiana occidental -1 (Ecopetrol y Beicip, 1995).

El miembro de Carbonera C-1 llega a más de 200 pies de espesor neto depósito cerca del campo Apiay. Valores de porosidad varían desde el 30% en la parte oriental de la cuenca a menos del 10% en las estribaciones (Ecopetrol y Beicip, 1995). (Sarmiento, 2011)

1.3 REGISTROS GEOFISICOS

Conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su naturaleza litológica, como en lo relativo a su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es motivo de profundo interés. Del conocimiento de los diferentes parámetros que tal información proporciona, dependerá la extracción eficiente de los hidrocarburos.

Para ello se cuenta con el muestreo de pozos; es decir, del registro de lo que la barrena atraviesa. Este muestreo se hace de forma directa: estudiando muestras de la formación, o mediante el análisis continuo del fluido de perforación, y por la introducción mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los distintos parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido.

Un registro geofísico es un gráfico X Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa el o los valores de algunos parámetros como son:

1. porosidad,
2. densidad,
3. tiempo de tránsito,
4. resistividad,
5. diámetros del agujero, etc.

Registros Resistivos

La cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos.

Los parámetros físicos para evaluar un yacimiento son porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa y permeabilidad.

Para deducir la resistividad de la formación en la zona invadida, las medidas de resistividad se usan, solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad y la resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la productividad de la formación.

La resistividad de una formación pura saturada con agua, es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada. La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación. (Registros geofísicos. <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo06.pdf>)

Registros De Rayos Gamma

Es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones, es decir, la medida de la radiación que se mide espontáneamente. Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales tales como Potasio y Uranio.

En formaciones sedimentarias, que se caracterizan porque sus estratos se han formado por el traslado del material a la superficie formando una capa encima de la otra, refleja el contenido de la lutita, esto que se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.

El perfil de Rayos Gamma puede ser registrado en pozos entubados, lo cual es muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento.

Registro De Densidad

Esta técnica es utilizada principalmente para determinar la porosidad de la formación, también se aplica en la identificación de minerales, detección de gas, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas en la determinación de arcillas petrolíferas. (Falla Villegas, Elias Jhon)

Porosidad

La porosidad puede definirse como el porcentaje de espacio vacío en el volumen total de la roca. Se mide como un valor porcentual, y se simboliza con la letra griega ϕ .

$$\text{Porosidad } (\phi) = \frac{\text{el volumen de poros}}{\text{el volumen total de roca}}$$

La cantidad de espacio interior, o vacío, en un volumen dado de roca es una medida de la cantidad de fluidos que una roca podrá retener. La cantidad de espacio vacío que se interconecta, y capaz de permitir la migración de fluidos, se llama porosidad eficaz. Se excluyen los poros aislados. El volumen de poros ocupado por agua da una medida de la porosidad eficaz.

Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad que tiene una roca de permitir el tránsito de fluidos. Se relaciona a la porosidad pero no siempre es dependiente de ella.

La permeabilidad es controlada por el tamaño de los pasajes (gargantas del poro o capilar) que unen los poros es medida en darcies o millidarcies, y se representa por el símbolo K_a . La capacidad de una roca de transmitir un solo fluido, cuando esta 100% saturada con ese fluido, se llama permeabilidad

absoluta. La permeabilidad eficaz se refiere a la presencia de dos fluidos en una roca, y es la capacidad de la roca de transmitir un fluido en presencia de otro fluido cuando los dos fluidos son inmiscibles.

La presencia de agua de formación (agua connata en la formación) sostenida por presión del capilar en los poros de una roca inhibe la transmisión de hidrocarburos.

Planteado de otro modo, el agua de la formación ocupa espacio tanto en los poros como en los pasajes que unen los poros. En consecuencia, puede bloquear o, puede reducir la capacidad de otros fluidos de moverse a través de la roca.

La permeabilidad relativa es la proporción entre la permeabilidad eficaz de un fluido en saturación parcial, y la permeabilidad a 100% de saturación (permeabilidad absoluta).

Cuando la permeabilidad relativa del agua de una formación es cero, entonces la formación producirá agua libre de hidrocarburos (i.e. la permeabilidad relativa a los hidrocarburos es 100%).

Cuando se incrementa la permeabilidad relativa en agua, la formación producirá cantidades crecientes de agua respecto a los hidrocarburos.

Saturación De Agua

La saturación de agua es el porcentaje del volumen poral en una roca que está ocupado por agua de la formación.

La saturación de agua es medida en valores porcentuales, y se simboliza como

Sw.

La relación es:

$$\text{agua de saturación}(S_w) = \frac{\text{agua de la formación que ocupa los poros}}{\text{el espacio poral total en la roca}}$$

La saturación de agua representa un importante concepto de interpretación de perfiles pues se puede determinar la saturación en hidrocarburo de un depósito sustrayendo la saturación de agua del valor uno (donde 1.0 = 100% saturación de agua).

Saturación de agua irreducible (o S_w irr.): es el término que describe la saturación de agua, en la que toda el agua está entrampada entre granos en una roca, o se sostiene en los capilares a través de la presión capilar.

La saturación de agua irreducible, corresponde al agua que no se moverá, y la permeabilidad relativa para el agua es igual a cero.

Resistividad

Resistividad es la propiedad de la roca que primero se estudió en la ciencia del perfilaje. La resistencia es la propiedad inherente de todos los materiales de resistir el flujo de una corriente eléctrica (sin tener en cuenta su forma y tamaño). Materiales diferentes tienen diferente capacidad de resistir el flujo de electricidad.

Resistividad es la medida de la resistencia; la recíproca de la resistividad es la conductividad.

En la interpretación de los perfiles, los hidrocarburos, la roca, y el agua dulce actúan como aislantes y son, por consiguiente, no conductivos (resistivos al flujo eléctrico).

El agua salada, sin embargo, es un conductor y tiene una resistividad baja.

La unidad de medida usada para un conductor es un cubo de la formación de un metro longitud en cada lado.

Las unidades medidas son ohm-metro²/metro, y se llama ohm-metro.

La resistividad se puede expresar como:

$$R = \frac{(r \times A)}{L}$$

Dónde:

R = la resistividad (en ohms-metro)

r = la resistencia (ohms)

A = superficie del material, de área perpendicular al flujo eléctrico que es medido (metros²)

L = longitud de material medida (metros)

La resistividad es una medida básica de la saturación de fluido de un reservorio, y es una función de la porosidad, el tipo de fluido (i.e. hidrocarburos, agua dulce o salada), y del tipo de roca.

Dado que la roca y los hidrocarburos actúan como aislantes, pero el agua salada es conductiva, es que se pueden usar las mediciones de la resistividad hechas por las herramientas de perfilaje para descubrir hidrocarburos y para estimar la porosidad de un reservorio.

Durante la perforación de un pozo existen movimientos fluidos en las formaciones porosas y permeables que rodean al pozo, por tal motivo a menudo las medidas de resistividad registradas a diferentes profundidades en una formación tienen valores diferentes.

La resistividad es medida por perfiles eléctricos.

1.4 CORRELACION DE REGISTRO DE POZOS

La correlación de registros de pozos es una actividad fundamental para la interpretación de unidades en el subsuelo. Tiene como finalidad determinar e identificar unidades estratigráficas y estructurales, constituye la fuente generadora de mapas del subsuelo e interpretaciones con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos.

El proceso de interpretación geológica se realiza con ciertos datos básicos, los cuales son extraídos de información de campo, muestras de pared, núcleos, datos sísmicos y registros eléctricos o de inducción de cada uno de los pozos perforados en el área del yacimiento en estudio y debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés, así como determinar su continuidad.

El sistema de correlación se basa en algunos principios generales:

1. Identificación de horizontes o estratos (marcadores), preferiblemente lutitas de carácter regional, que sirven de guía para la correlación.
2. Definición de la dirección conveniente de la correlación, a través de una red envolvente de pozos.
3. Se conectan por medio de líneas las arenas que muestren electrofacies similares y aspectos característicos de los perfiles. (Perdomo, 2006)

1.5 EXPERIMENTO DE ARCHIE

Conrad Schlumberger en 1912 realizó los primeros experimentos que llevaron, en el futuro, al desarrollo de los actuales perfiles petrofísicos.

El primer perfil eléctrico se ejecutó el 5 de septiembre de 1927 por H. G. Muñeca en Alsace-Lorraine, Francia. En 1941, G. E. Archie de Shell Oil Company presentó un trabajo al AIME en Dallas, Texas, con los conceptos base para usar en la interpretación cuantitativa moderna de los perfiles de pozo (Archie, 1942).

Archie

Los experimentos de Archie mostraron que la resistividad de una formación llena de agua (R_o), y la resistividad del agua (R_w) pueden relacionarse por medio de un factor (F) de resistividad de la formación:

$$R_o = F \times R_w$$

Donde el factor (F) de resistividad de la formación es igual a la resistividad de la formación 100% saturada en agua (R_o) dividido por la resistividad del agua de la formación (R_w).

Los experimentos de Archie también revelaron que ese factor de formación podría relacionarse a la porosidad por la fórmula siguiente:

$$F = 1.0 / \phi^m$$

Donde m es un exponente de la cementación, cuyo valor varía con el tamaño de grano, la distribución del tamaño de grano, y la complejidad de los caminos entre los poros (tortuosidad).

A mayor valor de tortuosidad el valor de m es mayor.

La saturación de agua (S_w) es determinada de la resistividad de la formación llena de agua (R_o) y de la resistividad de la formación (R_t) por la relación siguiente:

$$S_w = (R_o / R_t)^{1/n}$$

Donde n es el exponente de saturación cuyo el valor varía de 1.8 a 2.5, pero normalmente es 2. Combinando las fórmulas: $R_o = F \times R_w$ y $S_w = (R_o / R_t)^{1/n}$ la fórmula de saturación de agua puede reescribirse de la siguiente forma:

$$S_w = ((F \times R_w) / R_t)^{1/n}$$

Esta fórmula es normalmente llamada la ecuación de Archie para la saturación de agua (S_w).

Y, de ella se derivan todos los métodos actuales de interpretación que involucran curvas de resistividad.

1.6 ECUACIONES FUNDAMENTALES

Ecuaciones fundamentales que se usan para la evaluación de perfiles de potenciales yacimientos de hidrocarburo.

Ecuaciones fundamentales de Interpretación de Perfil de Pozo.

Porosidad:

Perfil sónico $\phi_{\text{sonic}} = (\phi_t - \phi_{\text{tma}}) / \phi_{\text{tf}} - \phi_{\text{tma}}$

Perfil de densidad $\phi_{\text{den}} = (\delta_{\text{ma}} - \delta_b) / (\delta_{\text{ma}} - \delta_f)$

Perfil de Densidad-Neutrónico $\phi_{\text{N-D}} = \sqrt{((\phi_{\text{N2}} + \phi_{\text{D2}}) / 2)}$

Factor de la formación:

$F = a / \phi_m$ General

$F = 1.0 / \phi^2$ Carbonatos

$F = 0.81 / \phi^2$ Areniscas consolidadas

$F = 0.62 / \phi^{2.15}$ Arenas sin consolidar

Resistividad del agua de formación:

$\text{SSP} = K \times \log (R_{\text{mf}} / R_w)$

$R_{we} \rightarrow R_w$

$$R_w = R_o / F$$

Saturación de Agua:

$$S_{wn}(\#) = F \times (R_w / R_t) \quad \text{saturación de agua de la zona no invadida}$$

$$S_{xon} = F \times (R_{mf} / R_{xo}) \quad \text{la saturación de agua de la zona lavada}$$

El exponente de saturación puede variar de 1.8 a 2.5, aunque usualmente es igual a 2.0

$$S_w = ((R_{xo} / R_t) / (R_{mf} / R_w))^{0.625}$$

Volumen de agua poral:

$$BVW = \phi \times S_w$$

Permeabilidad

$$K_e = [250 \times (\phi^3 / S_{w\text{ irr}})]^2 \quad \text{hidrocarburo}$$

K_e = la permeabilidad en millidarcies

$$K_e = [79 \times (\phi^3 / S_{w\text{ irr}})]^2 \quad \text{gas}$$

**$S_{w\text{ irr}}$ = la saturación de agua irreducible
(<http://www.oilproduction.net/files/apunte-perfilaje-es.pdf>)**

2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

La generación del modelo estático de un yacimiento en un campo localizado en la cuenca de los llanos orientales fue efectuada usando los programas KINGDOM (IHS) y PETREL (Schlumberger).

La primera parte del modelo se realizó en KINGDOM:

2.1 CARGA DE DATOS

La creación del proyecto se inició con la carga de datos en Kingdom para el cual se definió el sistema de coordenadas como “ Colombia Magna Sirgas Systems, Colombia Bogotá Zone”, las unidades X-Y se dan en metros (m), y la profundidad en pies (Ft).

Se cargó la información sísmica (3D), consistente de un archivo tipo SGE-Y y sus respectivas coordenadas.

En cuanto a la información de pozos, se clasificó la información de topes en dos grupos para facilitar su carga:

El primero abarca la información de los pozos en profundidades medidas la cual fue cargada directamente, mientras que la segunda consta de los pozos de profundidad vertical, verdadera bajo el nivel del mar, para los que fue necesario realizar el cálculo de la profundidad teniendo en cuenta el valor de la Mesa Rotaria de cada pozo.

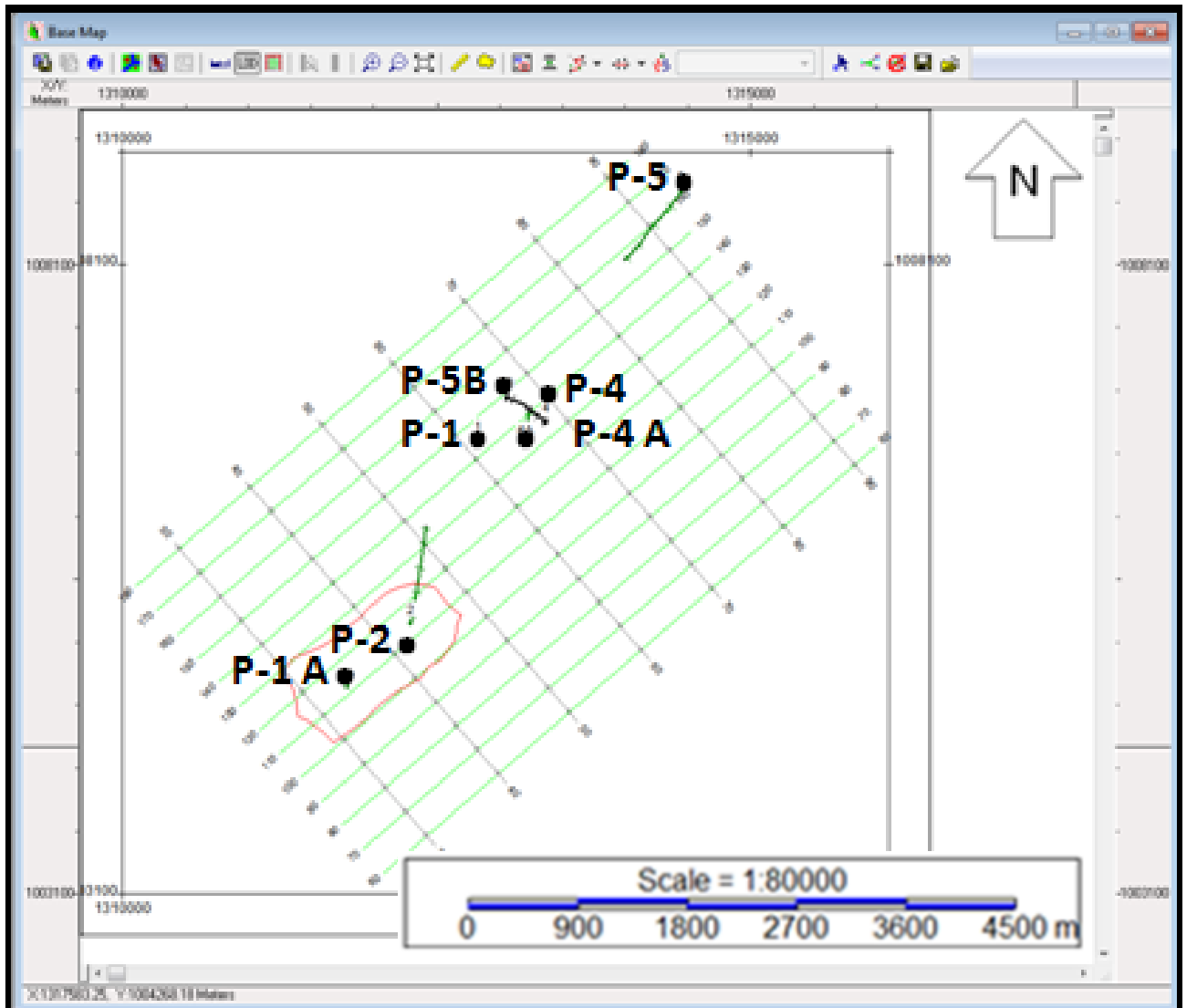


Imagen 6. Mapa Base Con La Localización De Los Pozos

El amarre sísmica - Pozo se realizó con el pozo 1 utilizando el sismograma sintético y el Datum es de 656 msnm.

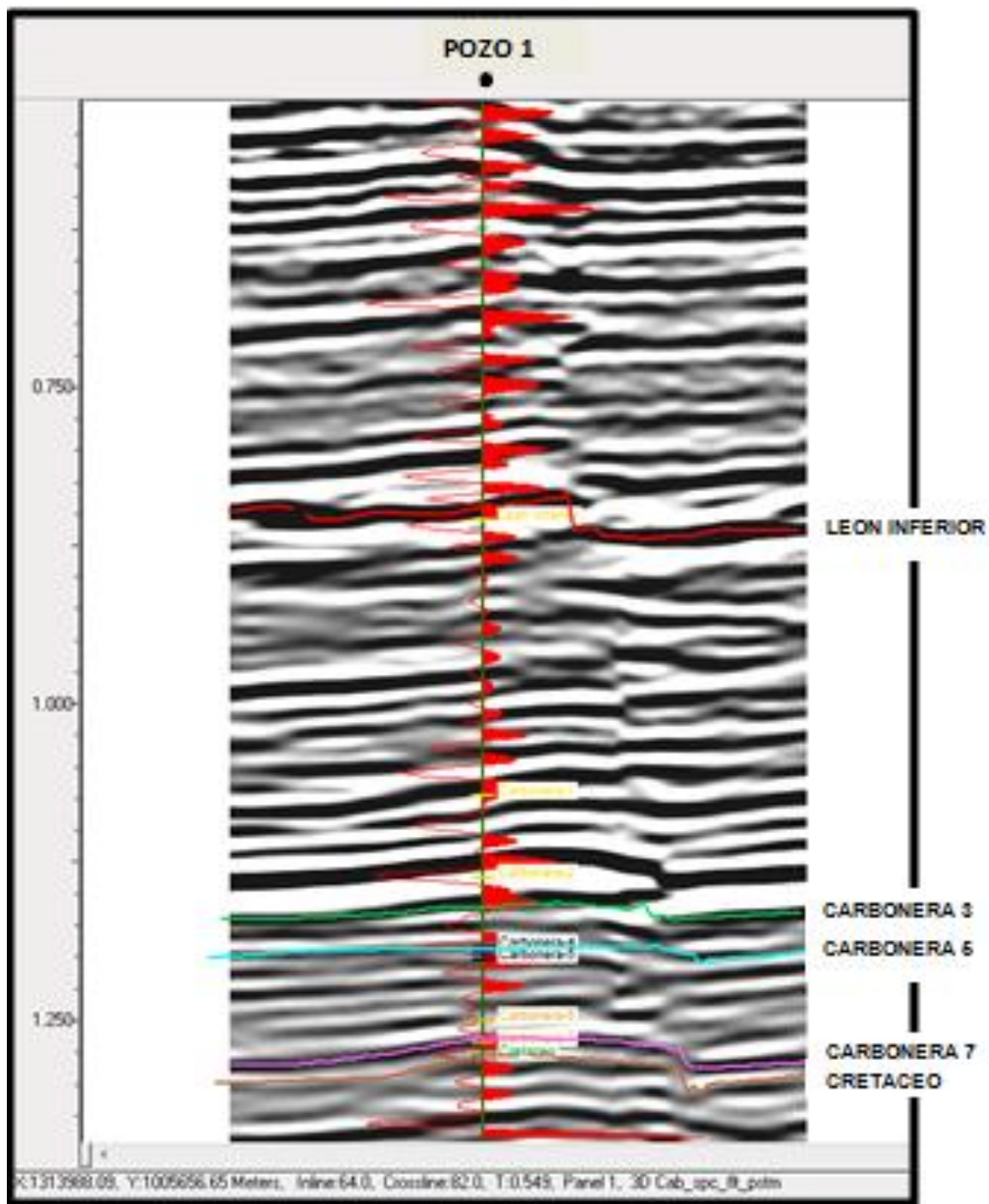


Imagen 7. Sismograma Sintético E Inline 64

2.2 INTERPRETACIÓN:

Se realizó la interpretación de los horizontes y fallas partiendo de la información de topes y del sintético del Pozo-1. Se comenzó la interpretación en la Inline 64 que es la que se encuentra sobre el pozo y se llevó esta interpretación sobre la Crossline 82 con el fin de realizar la interpretación en todo el cubo, la interpretación se realizó cada 5 Inline con el fin de obtener mayor control en la interpretación.

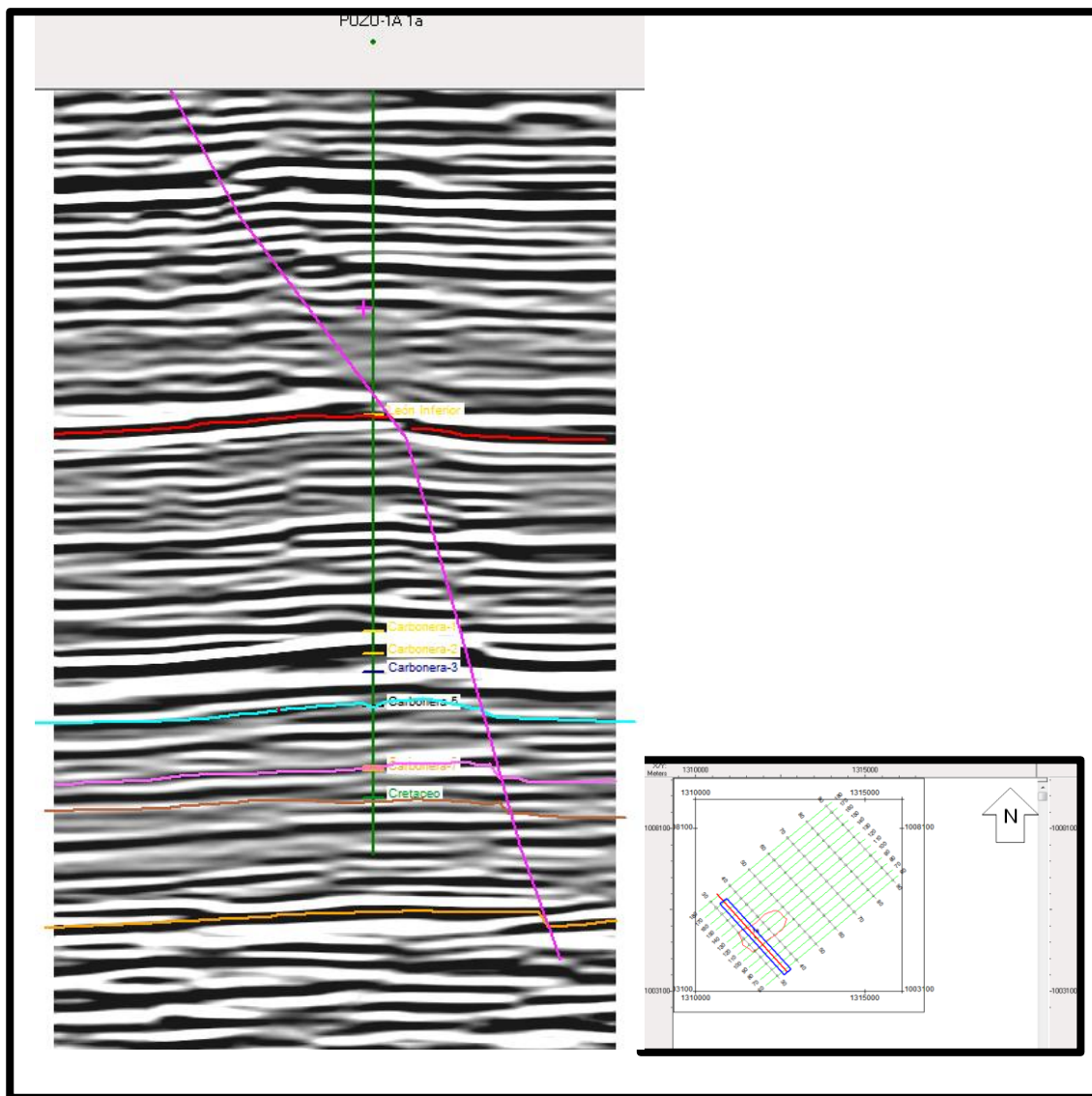


Imagen 8. Sección Inline Del Pozo 1 A

En el programa los horizontes se visualizan en el mapa base y sobre cada una de las líneas sísmicas interpretadas con un color dependiendo del tiempo para cada punto digitalizado en el que se encuentre dicho horizonte.

Con base en la interpretación del horizonte se crea un Grid que consiste de una rejilla que realiza una interpolación matemática de los datos obteniendo el mapa en planta para cada uno de los horizontes interpretados.

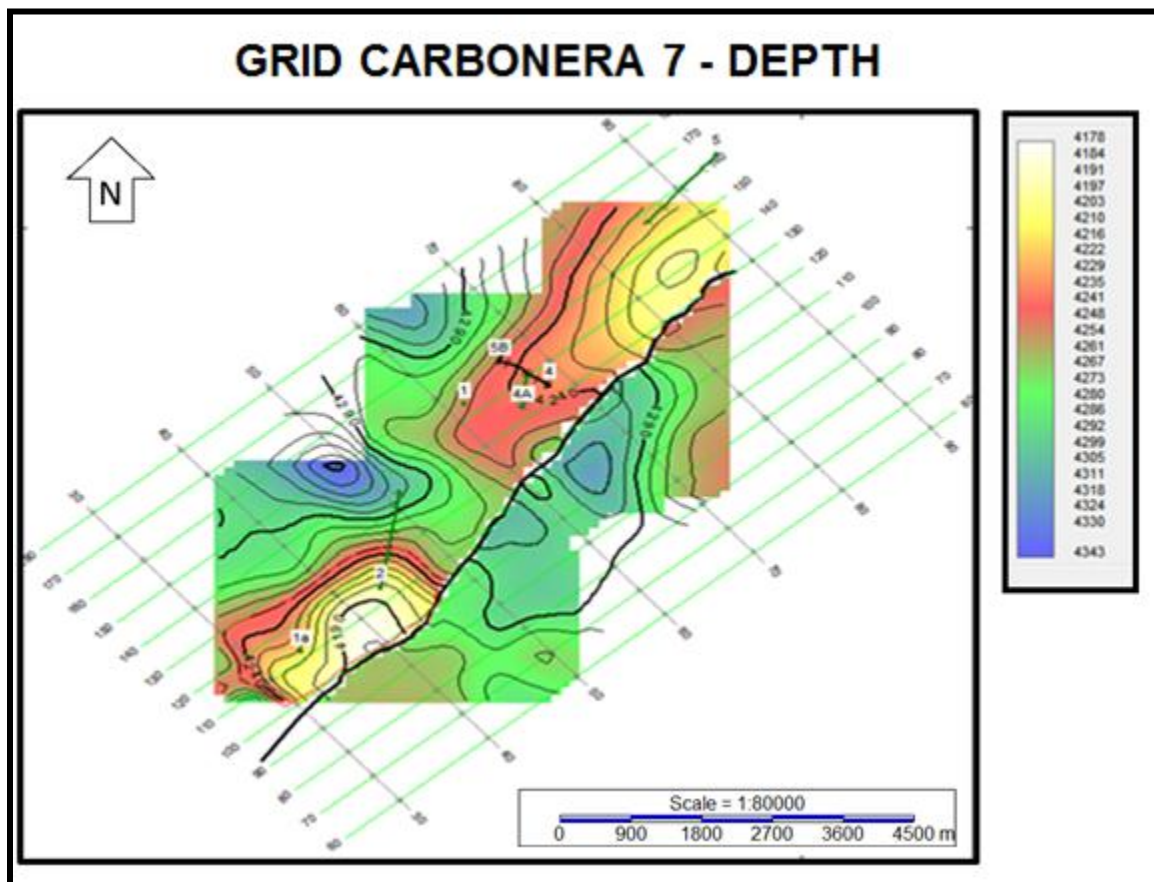


Imagen 9. Grid

Con el Grid se realiza el cálculo de los contornos inicialmente en tiempo para posteriormente convertirlos a profundidad utilizando la velocidad del Pozo-1.

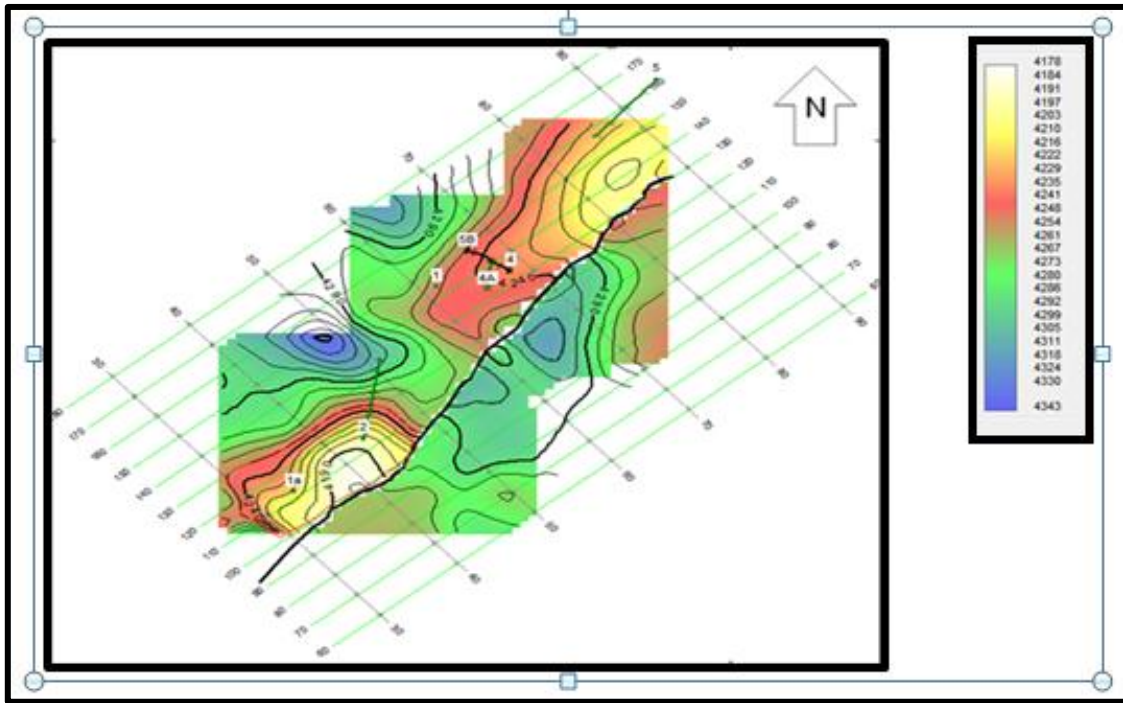


Imagen 10. Mapa De Contornos

Para la construcción del modelo en petrel se importaron los siguientes datos

Horizontes

Fallas

Grids

Mapas de contornos

Topes

Registros

2.3 MODELAMIENTO DE FALLAS

Un modelo 3D en Petrel se hace en primer lugar con el modelamiento de fallas, para lograr su definición. El modelamiento de fallas es el proceso en el cual la falla interpretada se convierte en una superficie.

Posteriormente, los horizontes, zonas y capas se pueden insertar en la rejilla. El propósito de este paso es definir la forma de cada falla que se muestra en el modelo, esto se hace por la generación de “Key Pillars”.

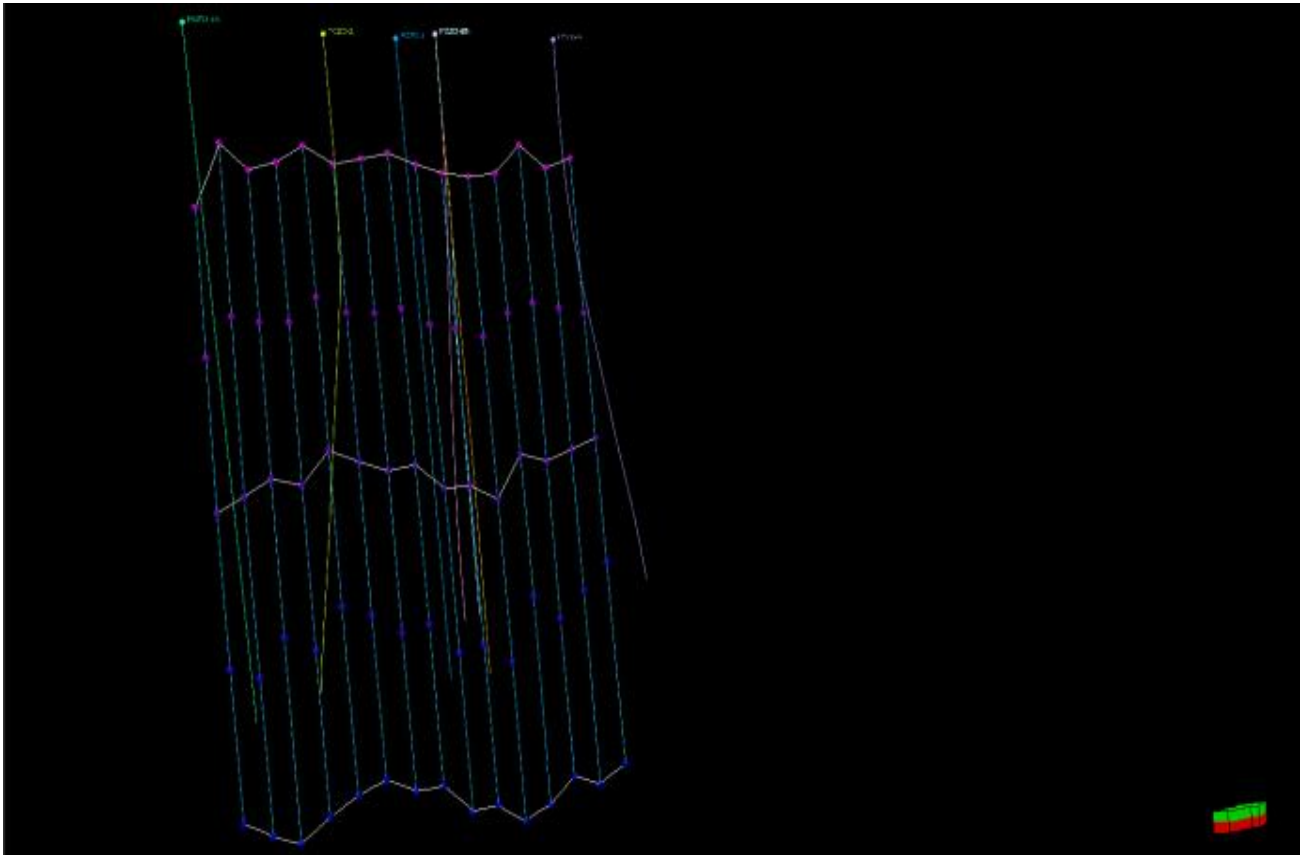


Imagen 11. Imagen De La Falla En Petrel

Esta es una falla normal, Petrel la describe como una falla vertical debido a que consta de varios puntos que están señalados y estos siempre van a ser verticales

2.4 PILARES CLAVE

En Petrel, una falla se define por un conjunto de pilares claves. Cada pilar clave consiste en un conjunto de puntos señalados.

Un pilar clave puede tener 2, 3, o 5 puntos señalados, y una falla puede consistir en pilares clave con un número variable de puntos señalados. Cada punto señalado se puede editar en 3D.

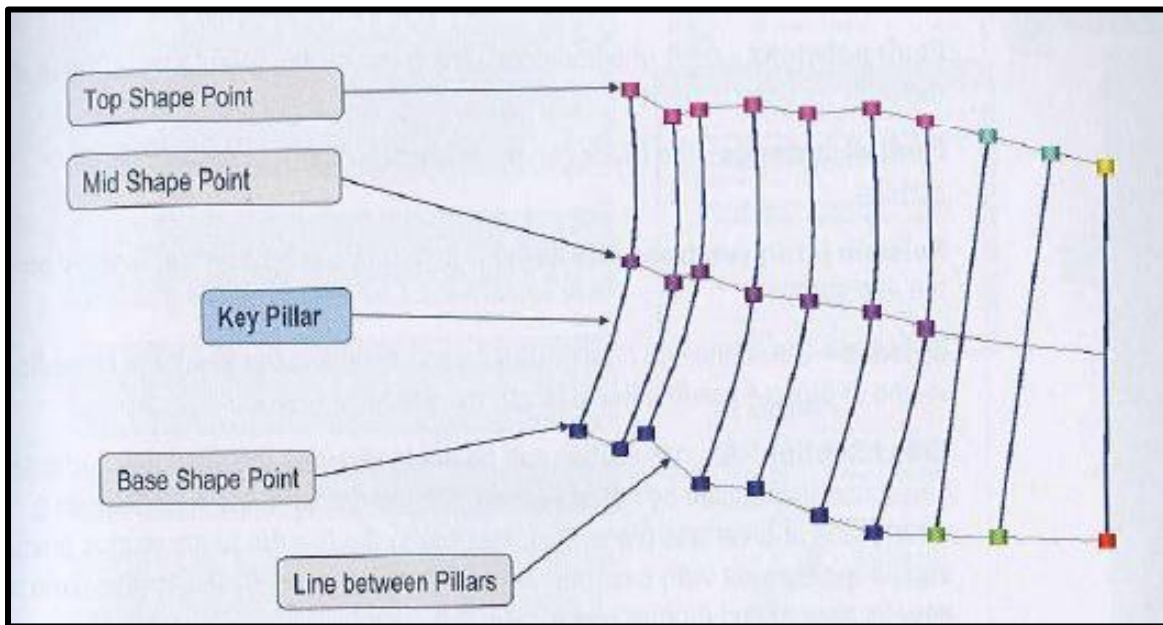


Imagen 12. Pilares Clave

UNA REJILLA 3D es una malla de rejilla 2D extendido en la tercera dimensión. Una malla 2D se define por filas y columnas posicionadas en las direcciones X-Y (2 dimensiones). Una malla 3D de la red se define por filas, columnas y pilares posicionado en los ejes X, Y, y Z (3 dimensiones).

Otra manera de definir una rejilla 3D es definirla como una serie de rejillas 2D apiladas uno encima del otro. Las líneas que conectan los nodos correspondientes de la cuadrícula de cada una de las rejillas 2D son los pilares.

2.5 PILLAR GRIDDING

Es el proceso de definición de la malla 3D o marco del esqueleto. El proceso comienza con un conjunto de filas y columnas espaciadas uniformemente en el mínimo de la rejilla especificada.

En este punto los pilares son líneas verticales que pasan a través de cada intersección de fila-columna.

Los pilares clave previamente definidos, guían al reposicionamiento de estos pilares iniciales, para crear la cuadrícula 3D final.

A través de una serie de iteraciones algorítmicas, los pilares, filas y columnas están hechas de forma sub-paralela a los pilares clave.

El resultado del proceso de pillar gridding son los pilares finales mostrados como el esqueleto, es decir, 3 rejillas esqueleto, que representan la parte superior, media y de base de los pilares.

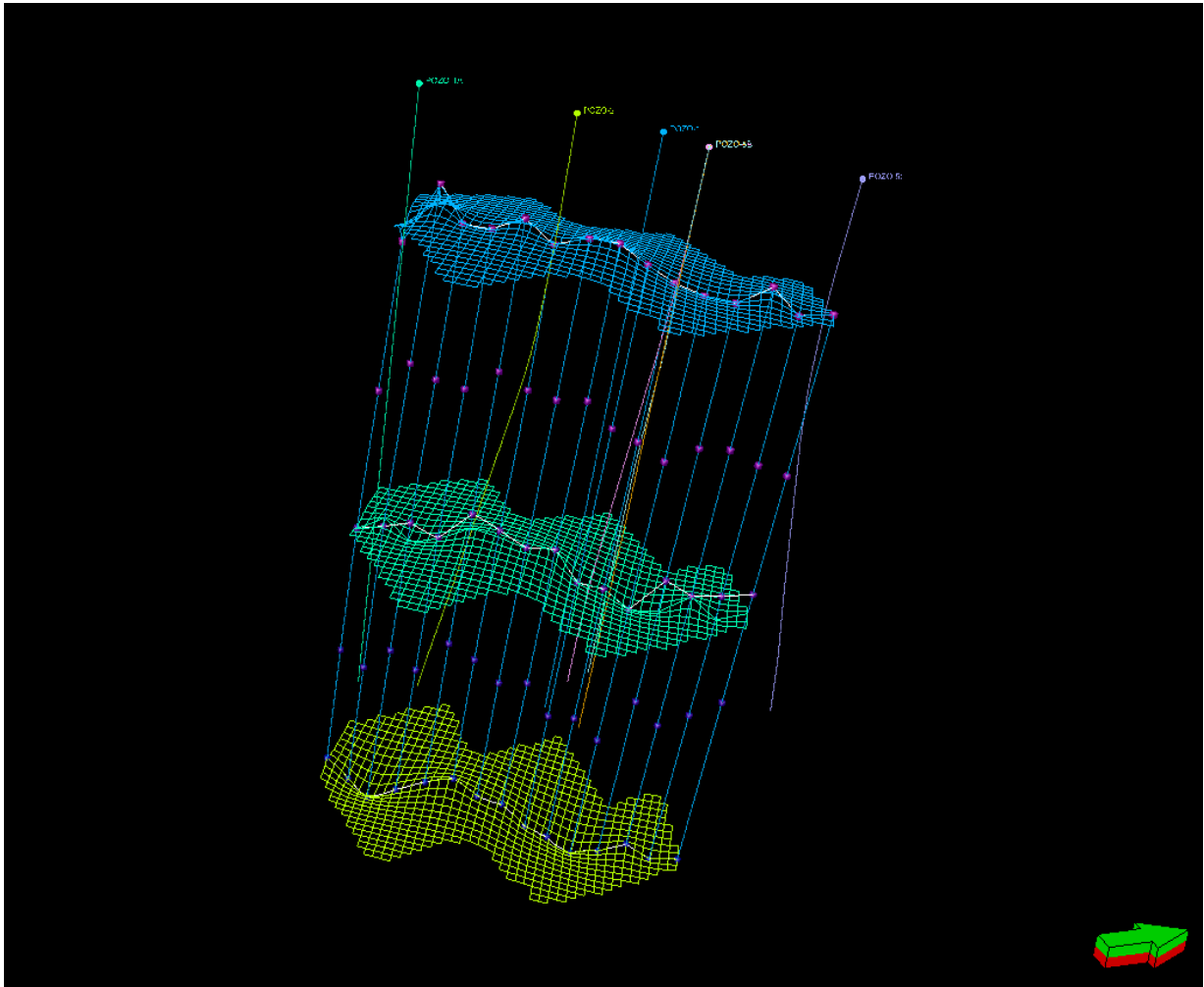


Imagen 13. Pillar Gridding

2.6 LÍMITE:

Una frontera se debe crear con el fin de definir el área de interés. Se puede usar un polígono como entrada, o digitalizar el límite basado en la falla. Las fallas así mismo se pueden establecer como parte del límite.

2.7 SEGMENTOS:

Son áreas que están cerradas por fallas, límite de cuadrícula, tendencias o cualquier combinación de éstos. Los segmentos se utilizan en diversos procesos

en Petrel. Por ejemplo, los diferentes ajustes y el filtrado se pueden aplicar a segmentos, y los volúmenes serán reportados por segmento cuando se ejecuta el proceso de cálculo de volumen.

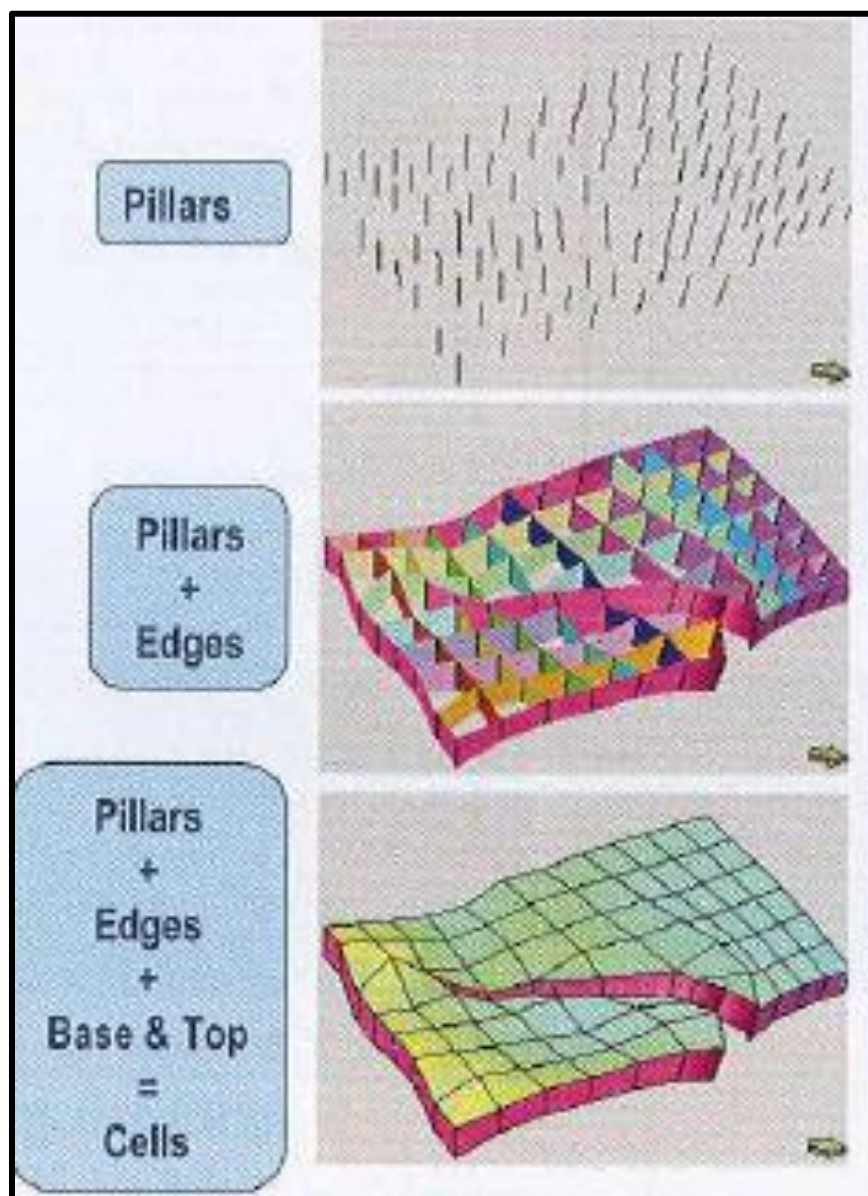


Imagen 14. Celdas

2.8 MODELADO DE HORIZONTES

Teniendo de Kingdom los horizontes León Inferior, Carbonera 3, Carbonera 4 Carbonera 5, Carbonera 7, Cretáceo y Paleozoico, fueron exportados de Kingdom y modelados en Petrel León Inferior, Carbonera 5, Carbonera 7 y Cretáceo.

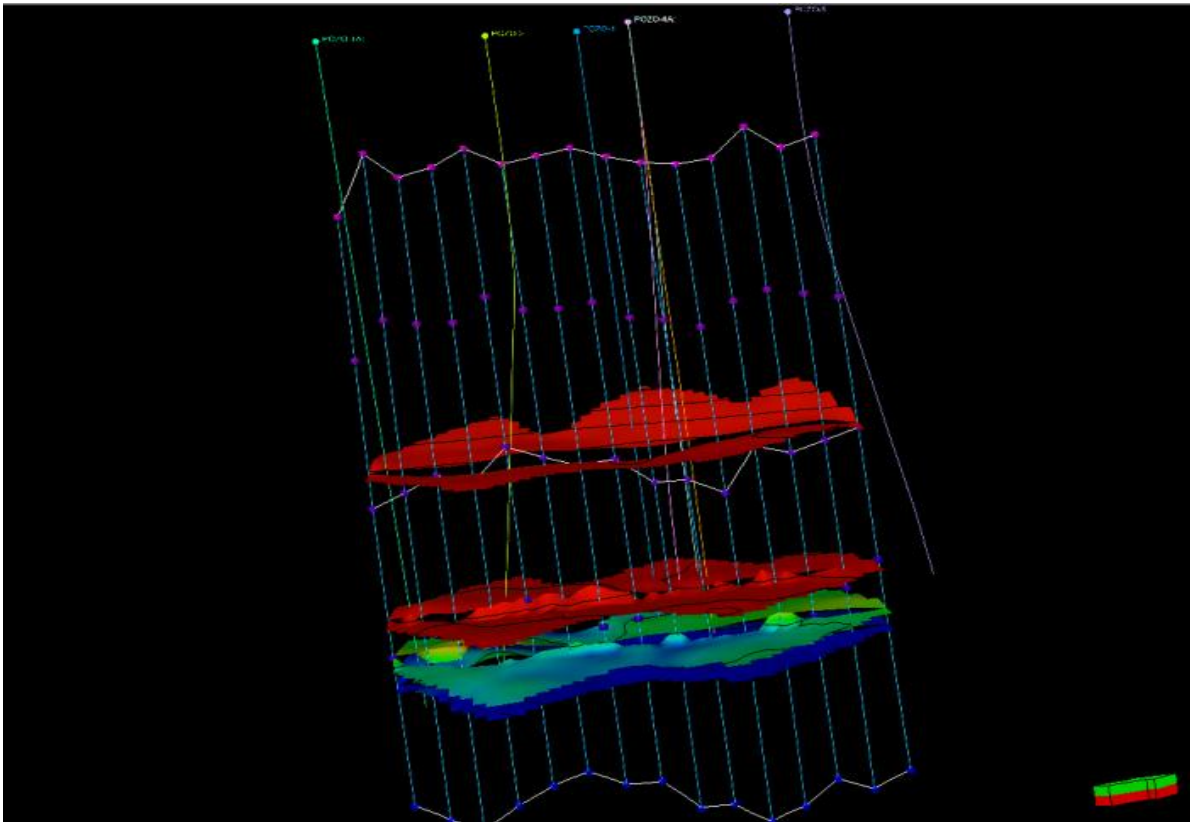


Imagen 15. Horizontes

2.9 ZONAS

Una zona se define como el volumen entre dos horizontes. Para el proyecto se crearon tres zonas entre León Inferior y Carbonera 5, entre Carbonera 5 y Carbonera 7 y la una zona más entre carbonera 7 y Cretáceo.

CREAR ZONAS Y ESTRATIFICACIÓN

ISOCHORE: Espesor entre dos horizontes medidos verticalmente.

ISOPACHAS: Espesor entre dos horizontes medidos normal a las superficies horizonte.

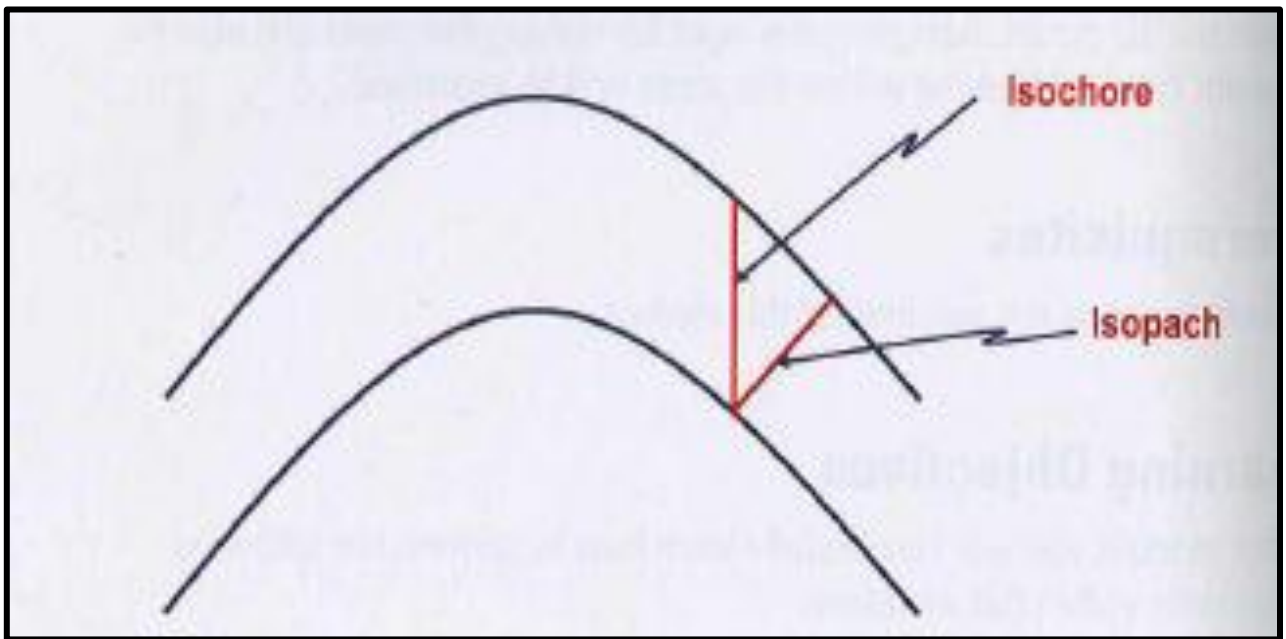


Imagen 16. Isochore-Isopach

El proceso de crear zonas es el siguiente paso en la definición de la resolución vertical de la cuadrícula 3D.

El proceso crea zonas entre cada horizonte. Las zonas pueden ser añadidas al modelo mediante la introducción de datos de espesor en forma de isocoros, espesor constante y porcentajes.

Los topes así también se pueden utilizar para estructuras de unión superior a los picos. Esta etapa del proceso se puede omitir cuando no se da una zonificación.

Este es el proceso de inserción de las zonas geológicas en los intervalos estratigráficos, en el medio y por debajo de los horizontes que se insertaron en el proceso de crear horizontes.

Las zonas se crean normalmente basadas en rejillas isochore, valores constantes o contruidos proporcionalmente de horizontes existentes.

Los topes de pozos pueden ser utilizados para el ajuste y de los horizontes que se crearán.

Entre León Inferior y Carbonera 5

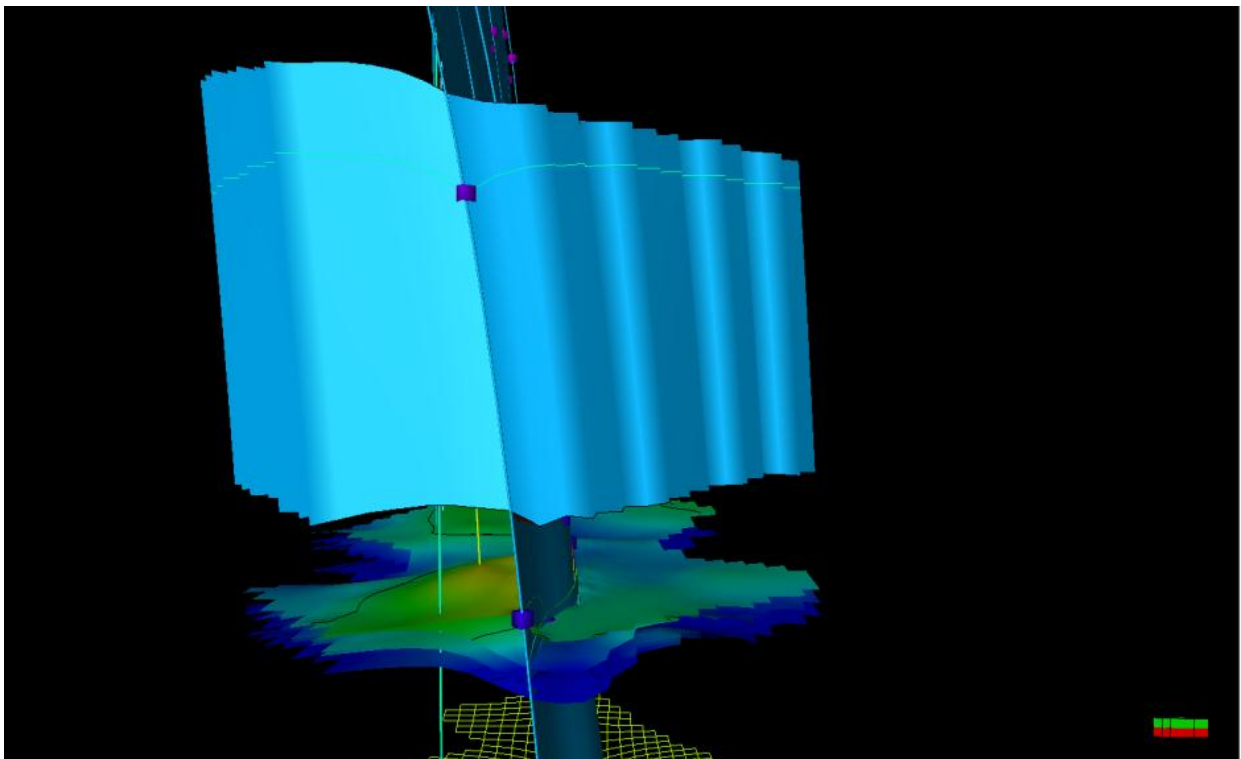


Imagen 17. Zona 1

Entre Carbonera 5 y Carbonera 7

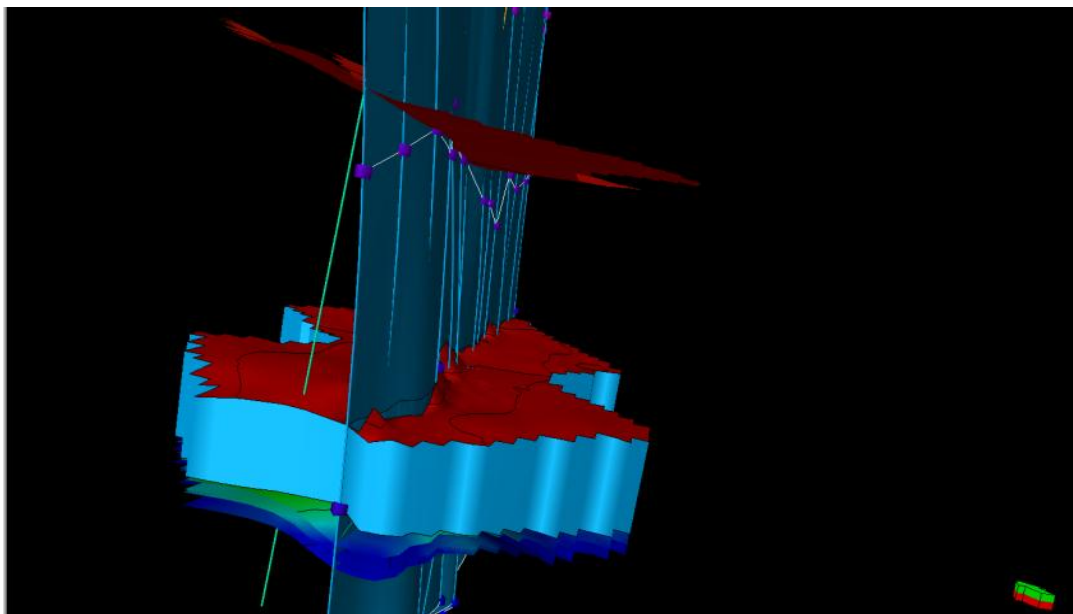


Imagen 18. Zona 2

Entre Carbonera 7 y Cretáceo

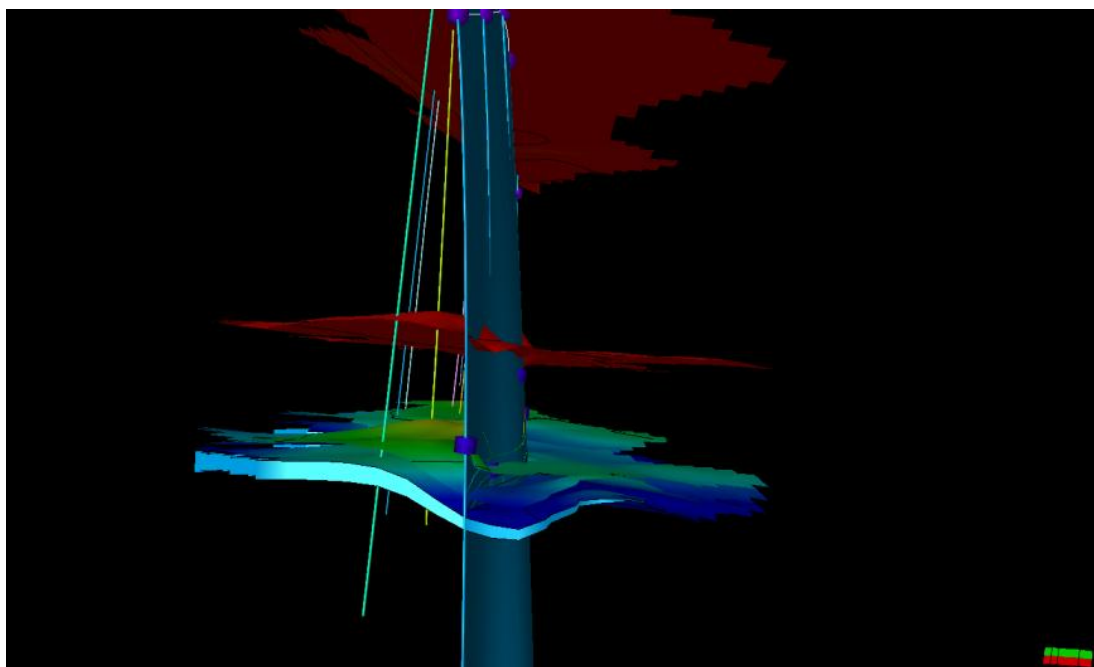


Imagen 19. Zona 3

2.10 ESTRATIFICACIÓN

El paso final en la construcción del marco estructural para definir el grosor y la orientación de las capas entre horizontes de la cuadrícula 3D.

En este punto, la rejilla 3D se adjuntará a la profundidad mediante la asociación con los datos adquiridos, tales como mapas de tiempo o profundidad y / o topes de los pozos.

Los horizontes introducidos (pueden ser superficies basados en puntos sísmicos o pueden ser interpretaciones sísmicas (líneas o datos de punto) directamente) aceptarán los planos de falla definidos.

Después se insertan los horizontes, se insertan las zonas (en base a la entrada geológica como isochores), y el último paso será hacer la estratificación a escala fina, adecuado para el modelado de propiedades.

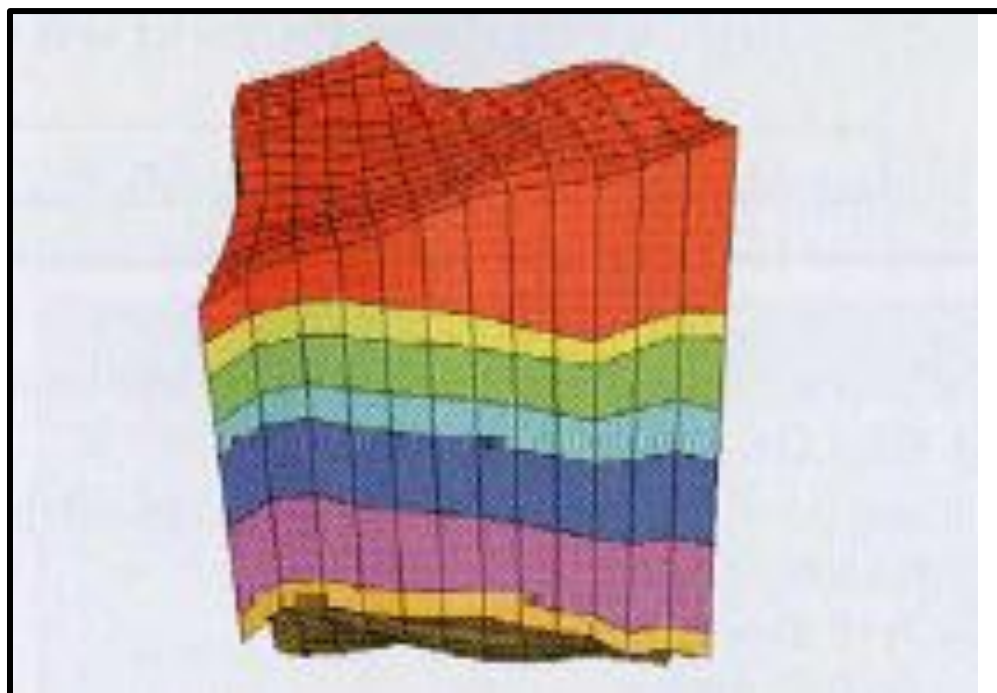


Imagen 20. Estratificación

2.11 UPSCALING LOS REGISTROS

Es el proceso de asignación de valores a las celdas de la cuadrícula 3D que son penetrados por los registros de pozos.

Dado que cada célula sólo puede contener un valor, los registros de pozos deben promediarse, es decir, que aumentan de escala.

El propósito es ser capaz de usar la información, así como entrada para el modelado de la propiedad, es decir, para la distribución de los valores de propiedad entre los pozos.

Es importante señalar que las células aumentan de escala serán parte de la propiedad, no un tema separado.

Y la consecuencia de esto es que el valor en las células a lo largo de la trayectoria del pozo será el mismo en todo el modelo 3D como para las células solo aumenta la calidad. (Definiciones Manual Petrel 2007; IHS Kingdom, 2012)

3 ANÁLISIS DE DATOS Y RESULTADOS

3.1 MAPAS

Se obtuvo el Grid que consiste en la representación en planta de la interpretación realizada de los horizontes de interés que para este caso hacen referencia a las formaciones León Inferior, Carbonera 5 y Carbonera 7, (como se muestra en las imágenes 21, 22 y 23, y en las imágenes 24, 25, 26 y 27 se aprecian además del Grid los contornos en cada mapa.), con cada Grid se obtiene el cálculo de los contornos inicialmente en tiempo para posteriormente convertirlos en profundidad, utilizando la veocidad del Pozo-1. y así poder realizar el cálculo volumétrico.

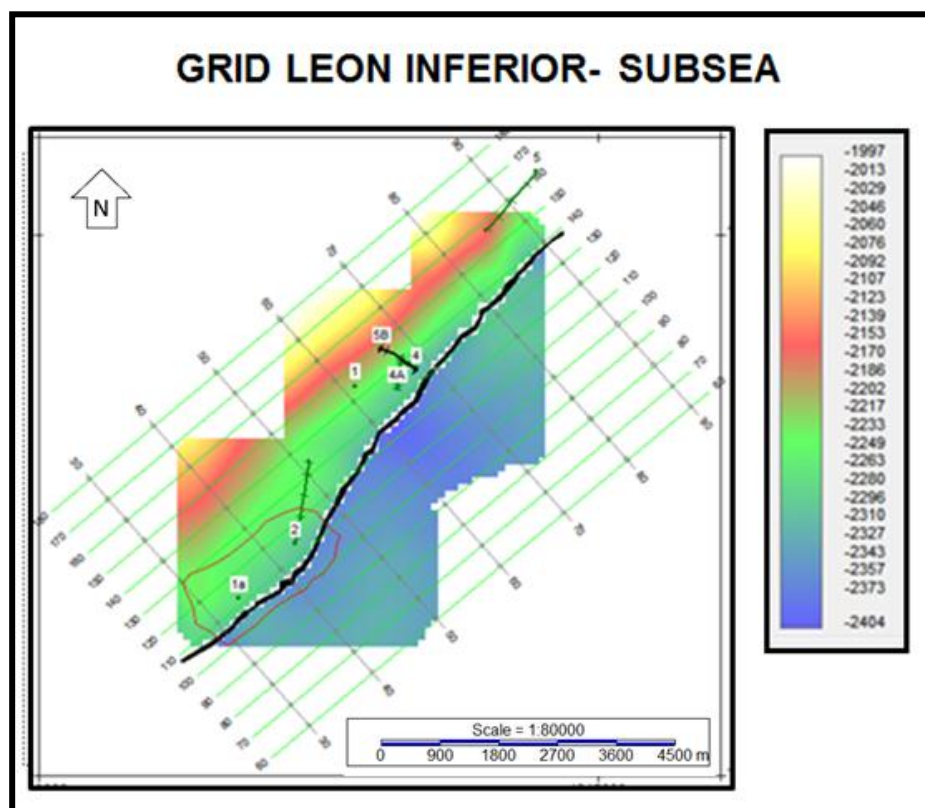


Imagen 21. Grid León Inferior

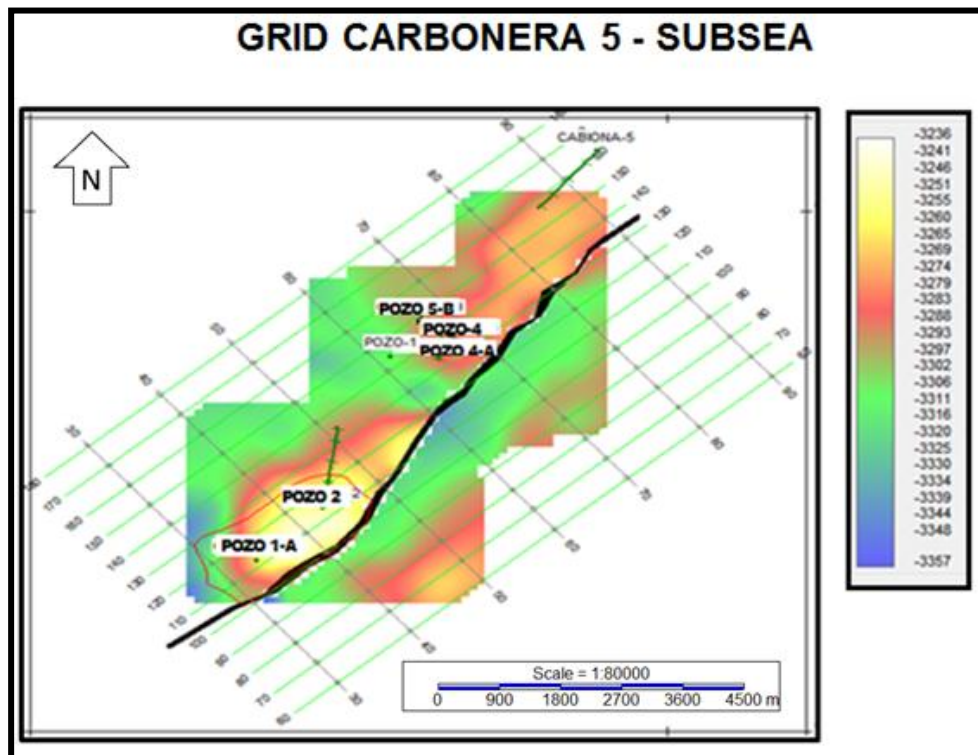


Imagen 22. Grid Carbonera 5

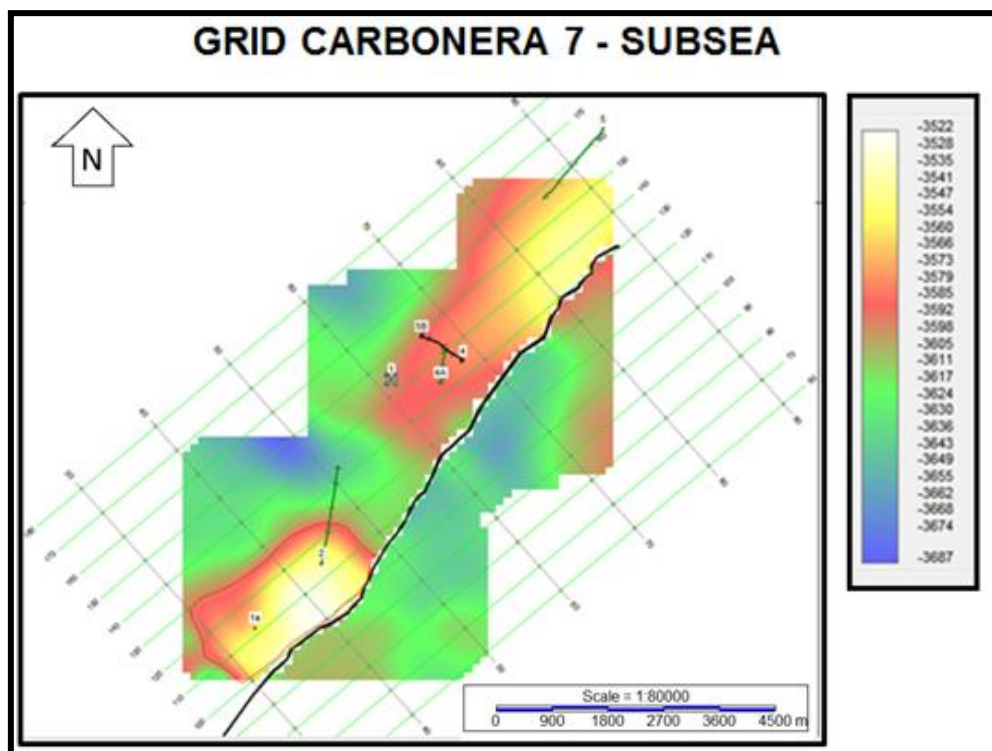


Imagen 23. Grid Carbonera 7

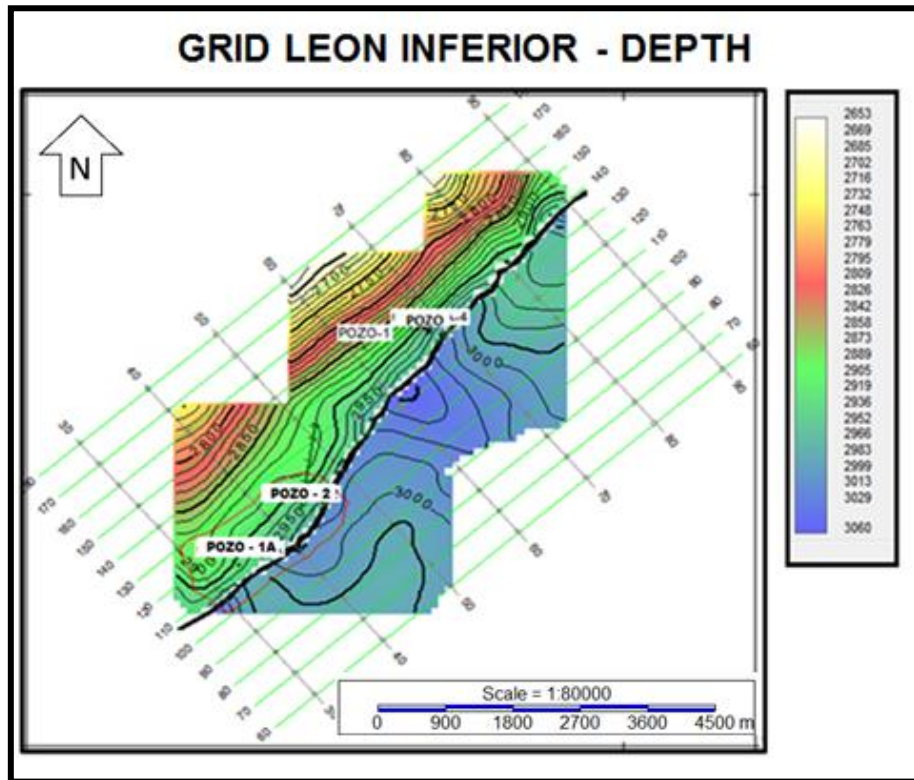


Imagen 24. Grid León Inferior - Depth

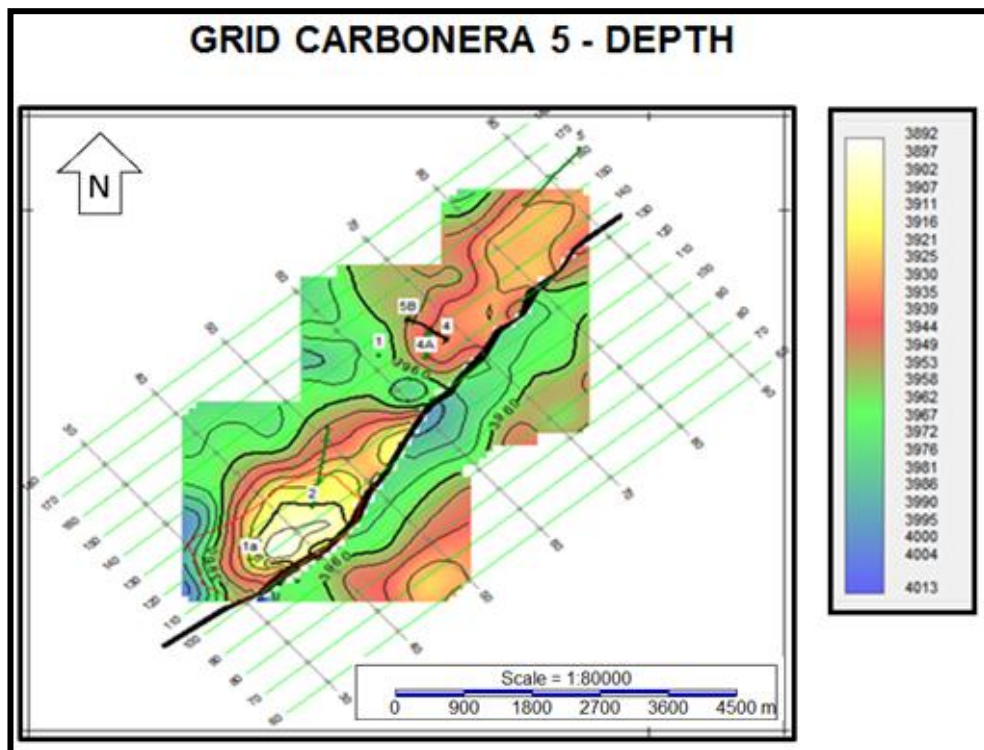


Imagen 25. Grid Carbonera 5 - Depth

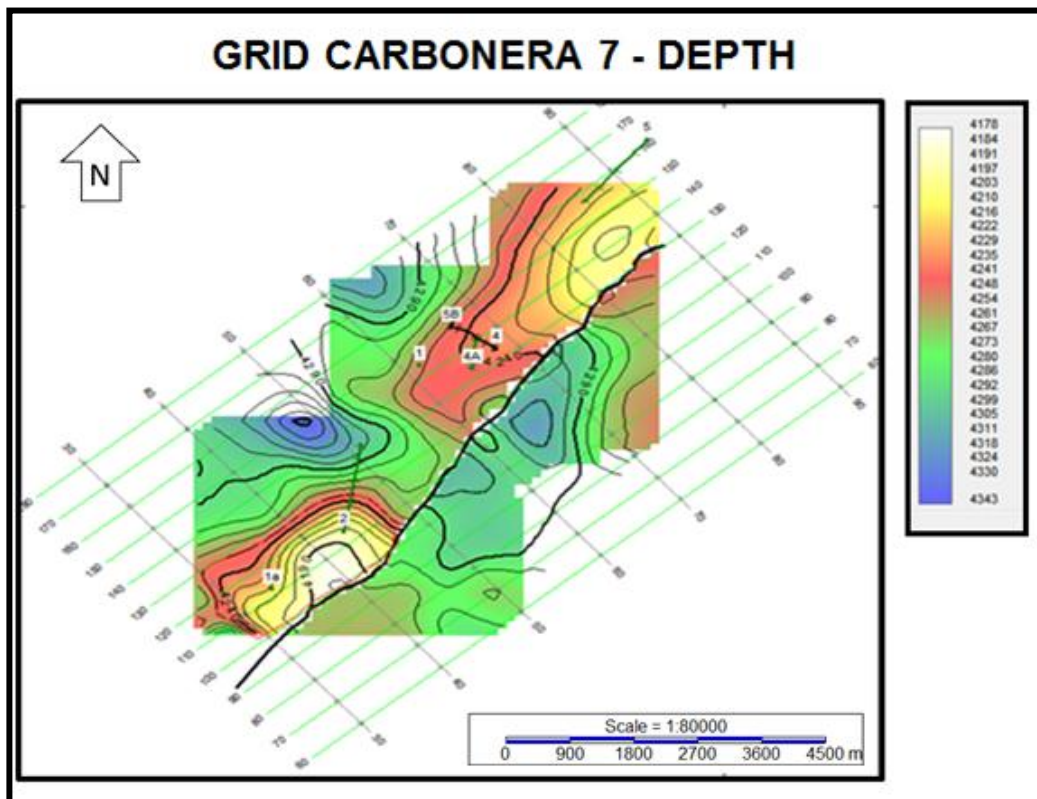


Imagen 26. Grid Carbonera 7 - Depth

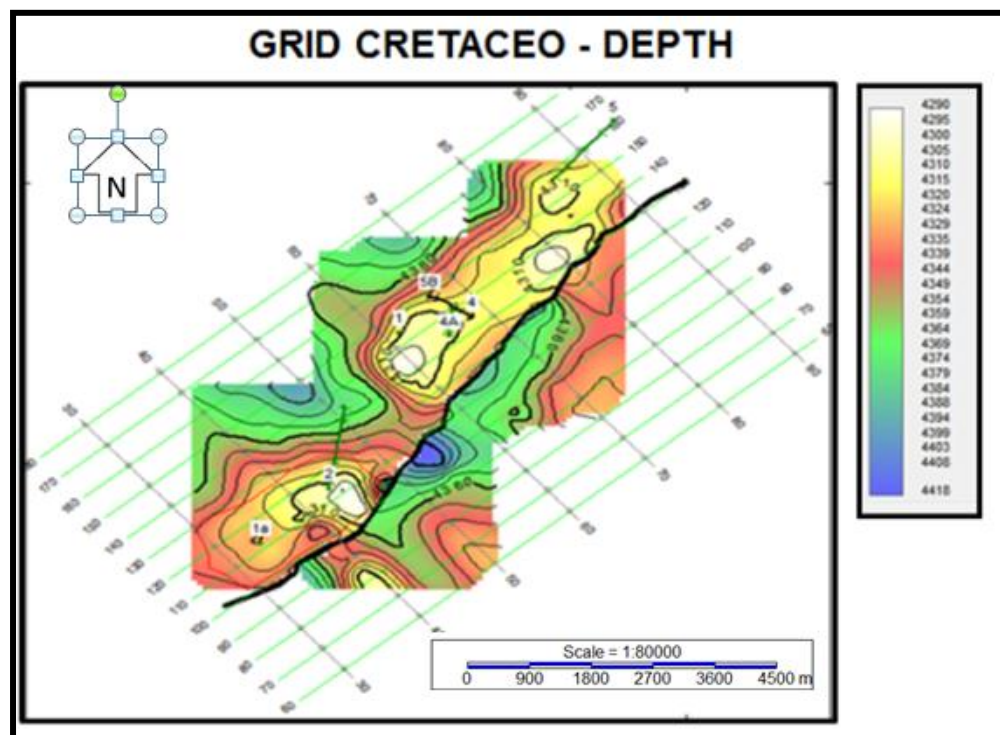


Imagen 27. Grid Cretáceo Depth

Utilizando los registros de porosidad obtenidos en campo por la compañía de servicio encargada y el módulo de petrofísica del software Kingdom, se tiene como resultado el Gross, Net, Net/Gross, porosidad promedio, y saturación promedio. (Ver imágenes 28, 29, 30, 31, 32)

$$\text{GROSS} = \text{SUM} [\text{AREA} * \text{Z-value}]$$

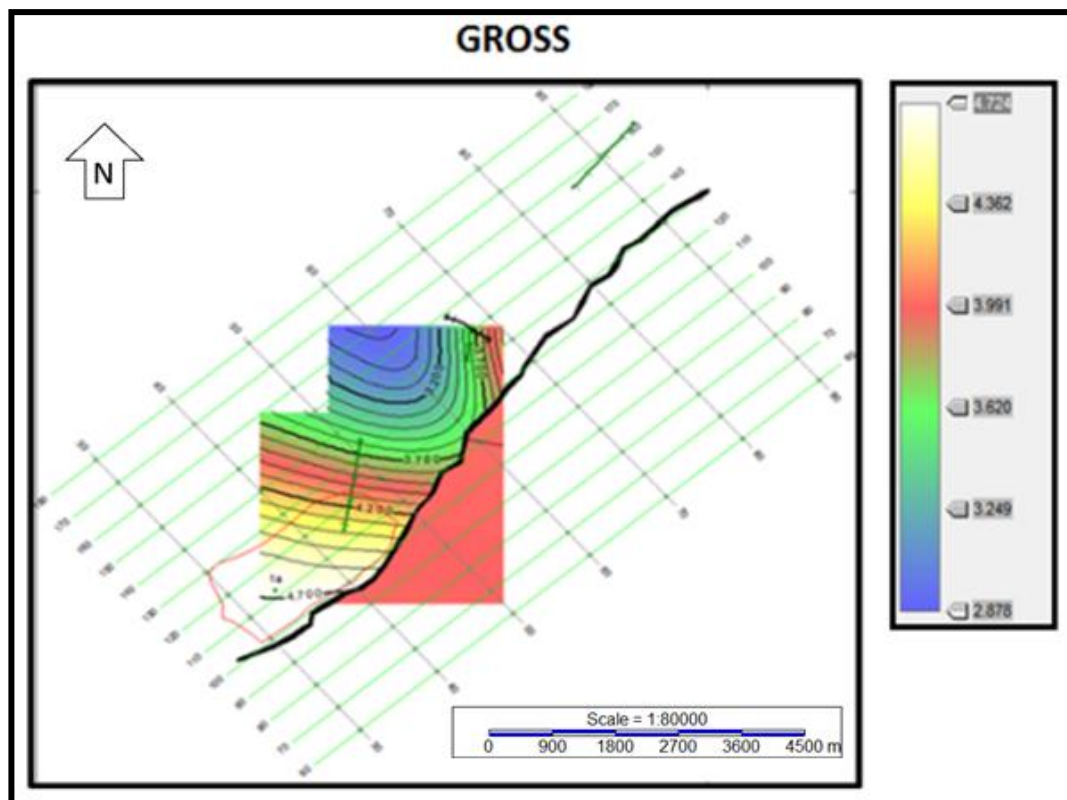


Imagen 28. Gross

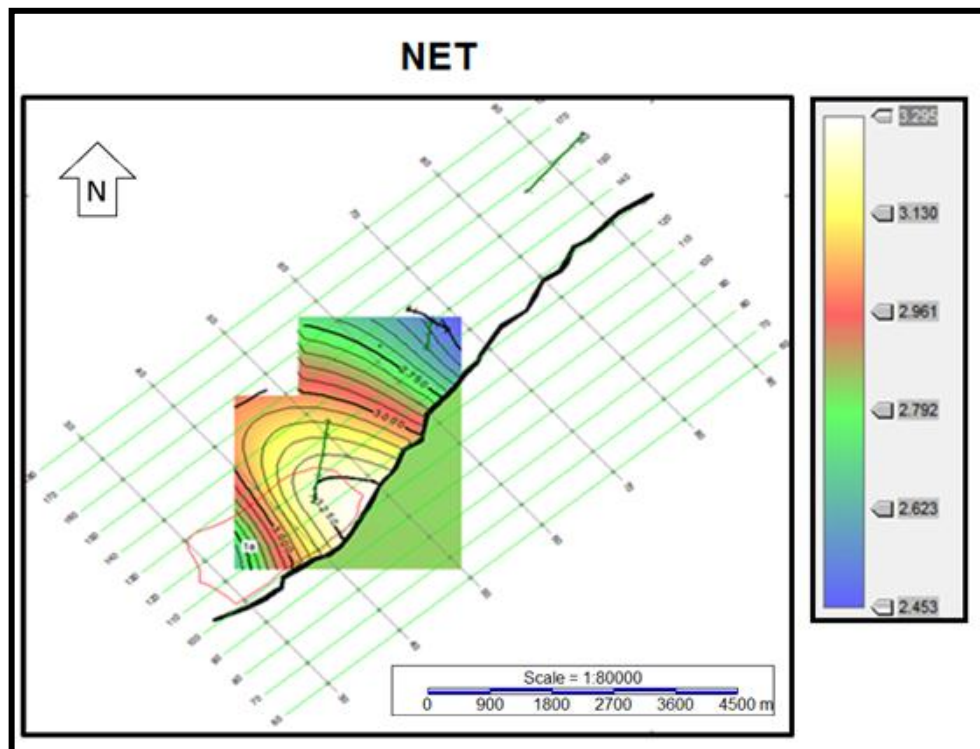


Imagen 29. Net

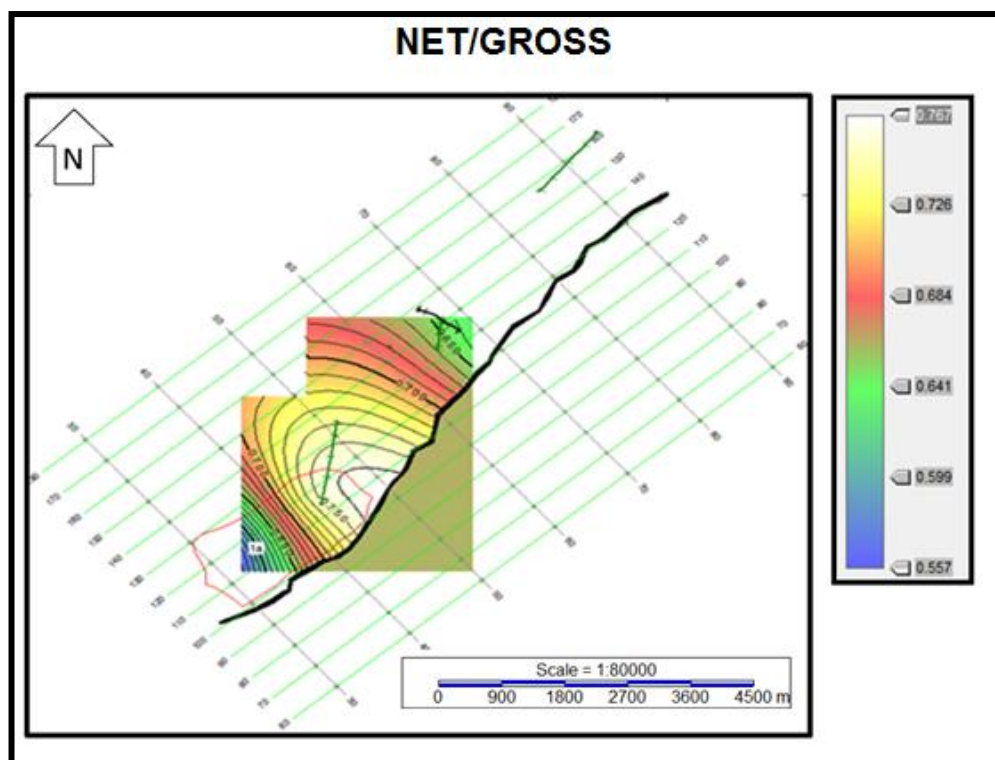


Imagen 30. Net/Gross

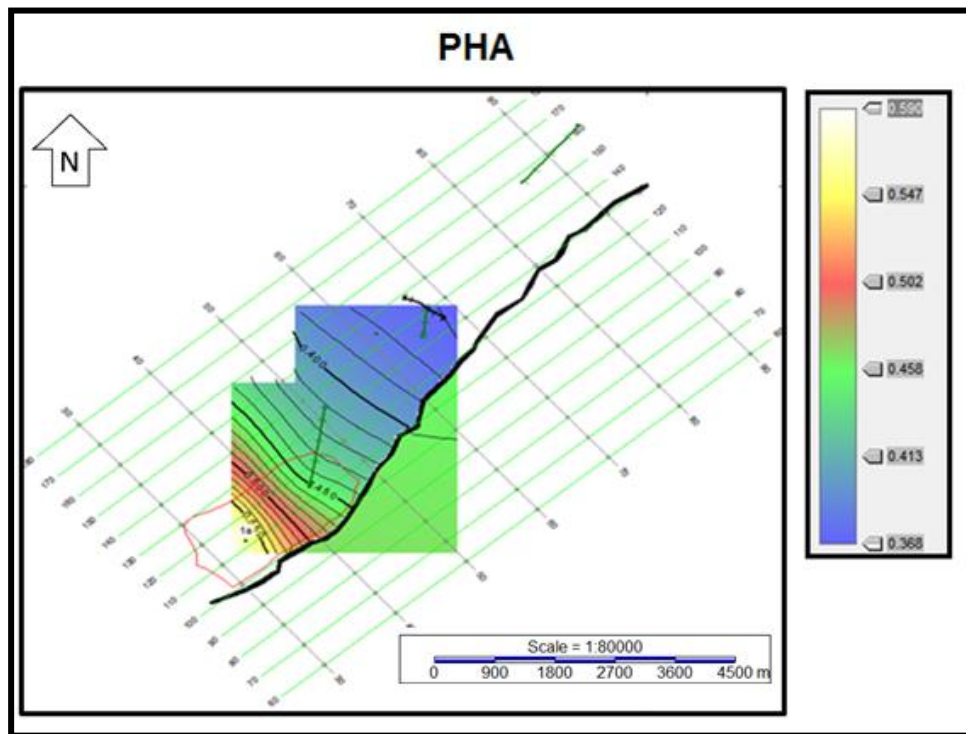


Imagen 31. Porosidad

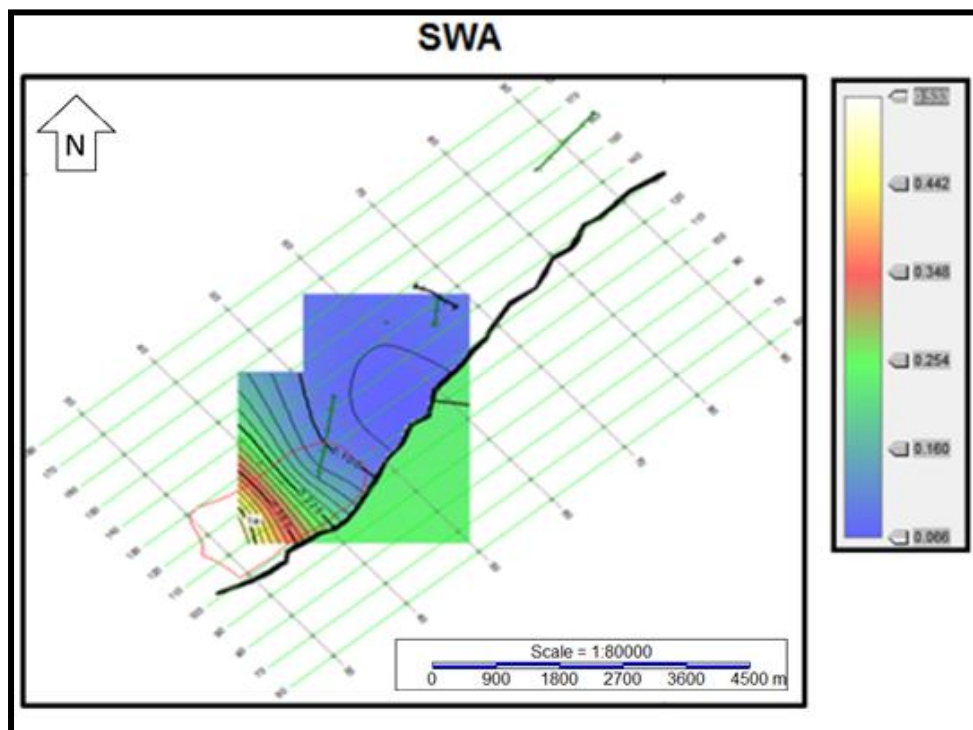


Imagen 32. Saturacion de Agua

3.2 INTERPRETACION DE REGISTROS BASADO EN LOS RESULTADOS PETROFISICOS.

El resultado arrojado de la petrofísica para los pozos del bloque fue entregado por la empresa encargada y muestra para el miembro C5 de la formación Carbonera en el pozo 1 (Imagen N° 37) resistividades con picos superiores a los 15 OHM-M, saturación de agua de 100%, en el pozo 2 (imagen N° 38) resistividad superior a 17 OHM-M y una saturación de agua de 77% , se realizó una prueba a una profundidad entre 4482 y 4487 (MD) en donde los resultados fueron satisfactorios logrando la obtención de hidrocarburos (gas) de 78 BPD,. Para el pozo 1 A (imagen N° 39), mostro resistividad de 23 OHM-M y saturación de agua de 46%, lo cual hace de este una formación un prospecto interesante para la empresa, para el miembro Carbonera 7, en el pozo 1 A se obtuvo una resistividad superior a 300 OHM-M, haciendo de este miembro uno de los más productores en esta cuenca, debido a sus propiedades.

Dándole la importancia a los resultados mostrados, la empresa puede hacer negociaciones para conocer con mayor certeza la cantidad de hidrocarburos y su prospección. Y con esto poder aumentar la exploración más a fondo de este bloque.

En las imágenes 33, 34, 35, se observan los registros Gamma Ray, los resistivos HDRS, HMRS, y el registro de densidad RHOB para los pozos 1 A, 2 y 1, respectivamente, que para los miembros C5 y C7 muestran valores importantes.

Pozo1A

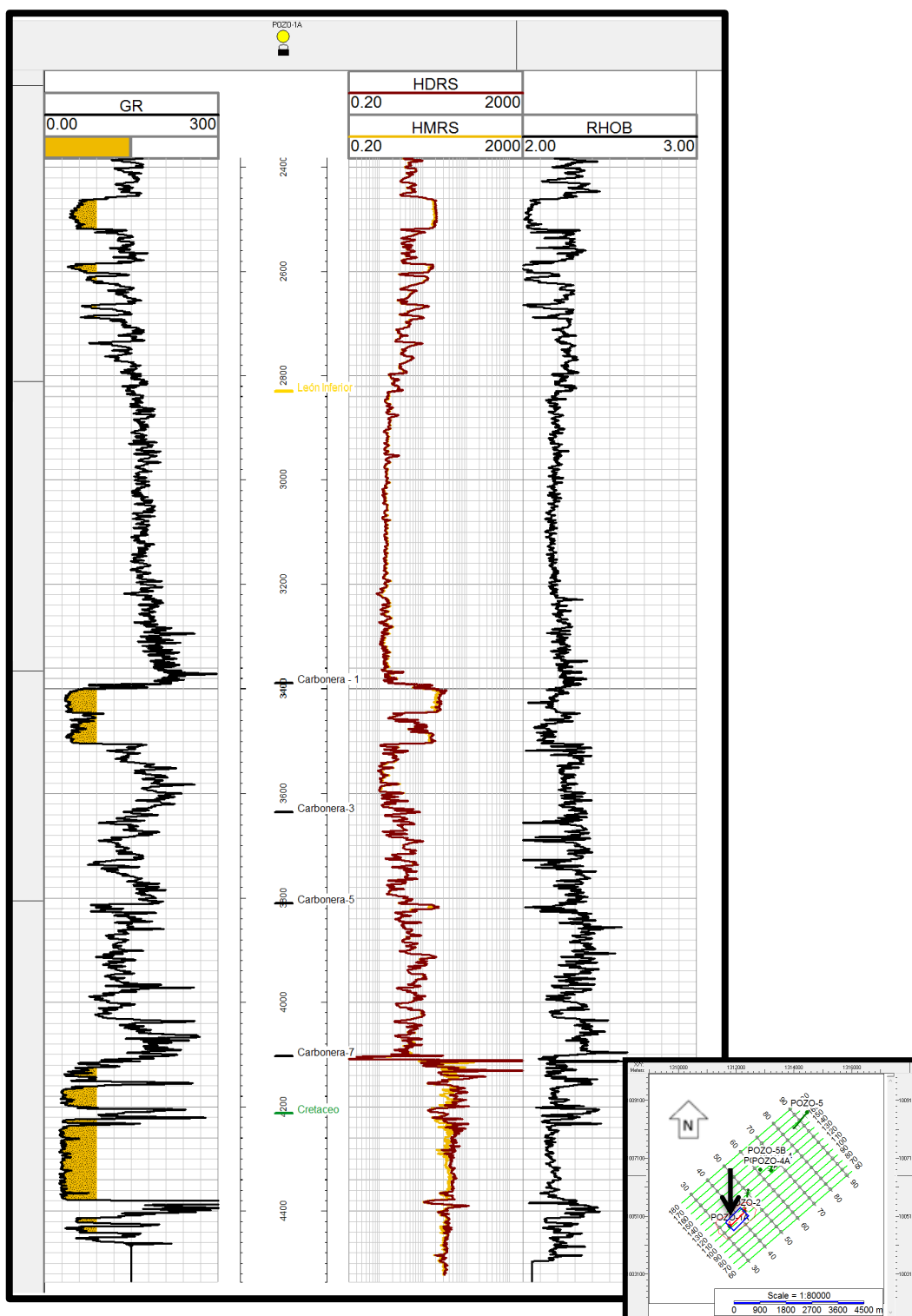


Imagen 33. Pozo 1 A

Pozo 2

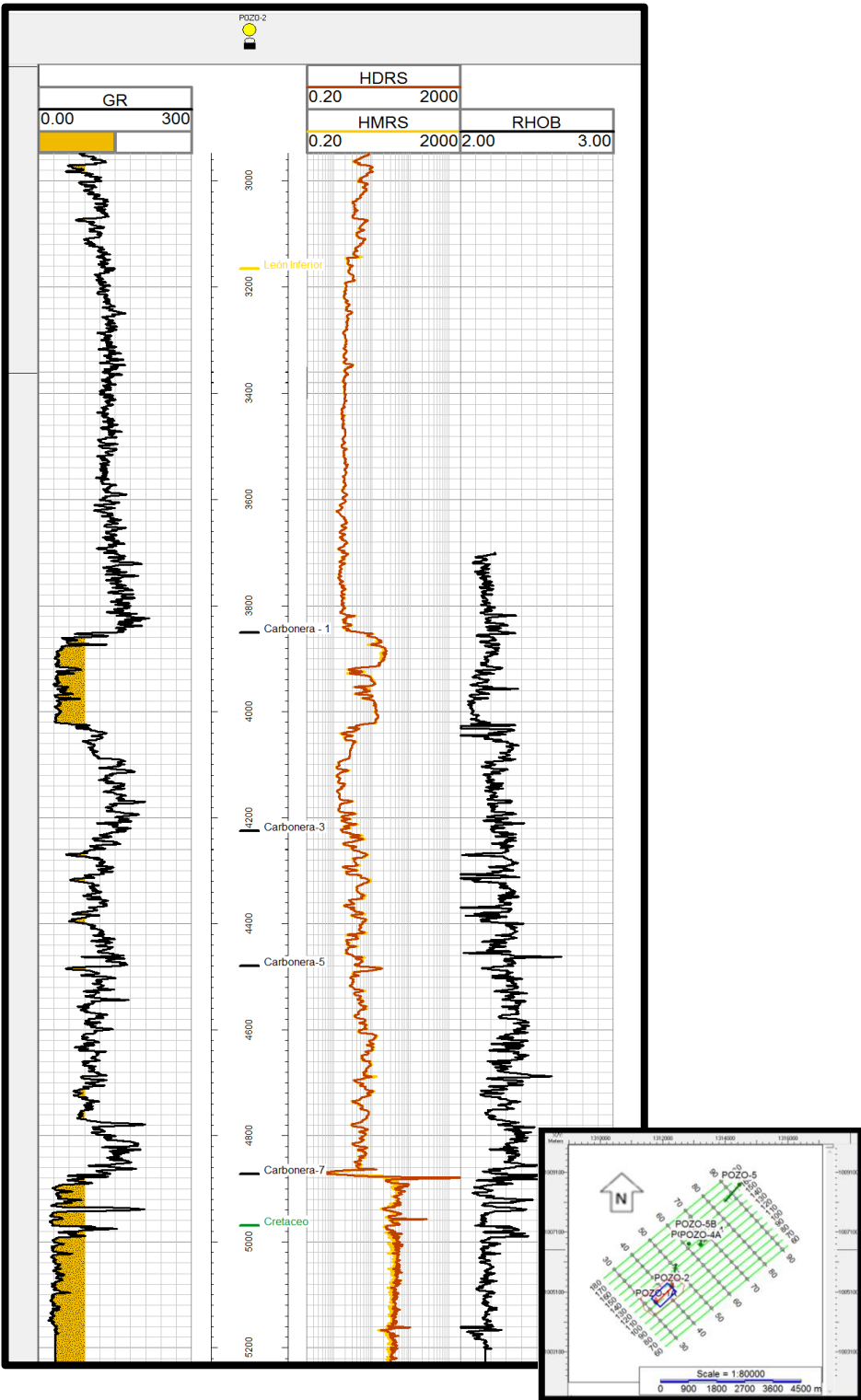


Imagen 34. Pozo 2

Pozo 1

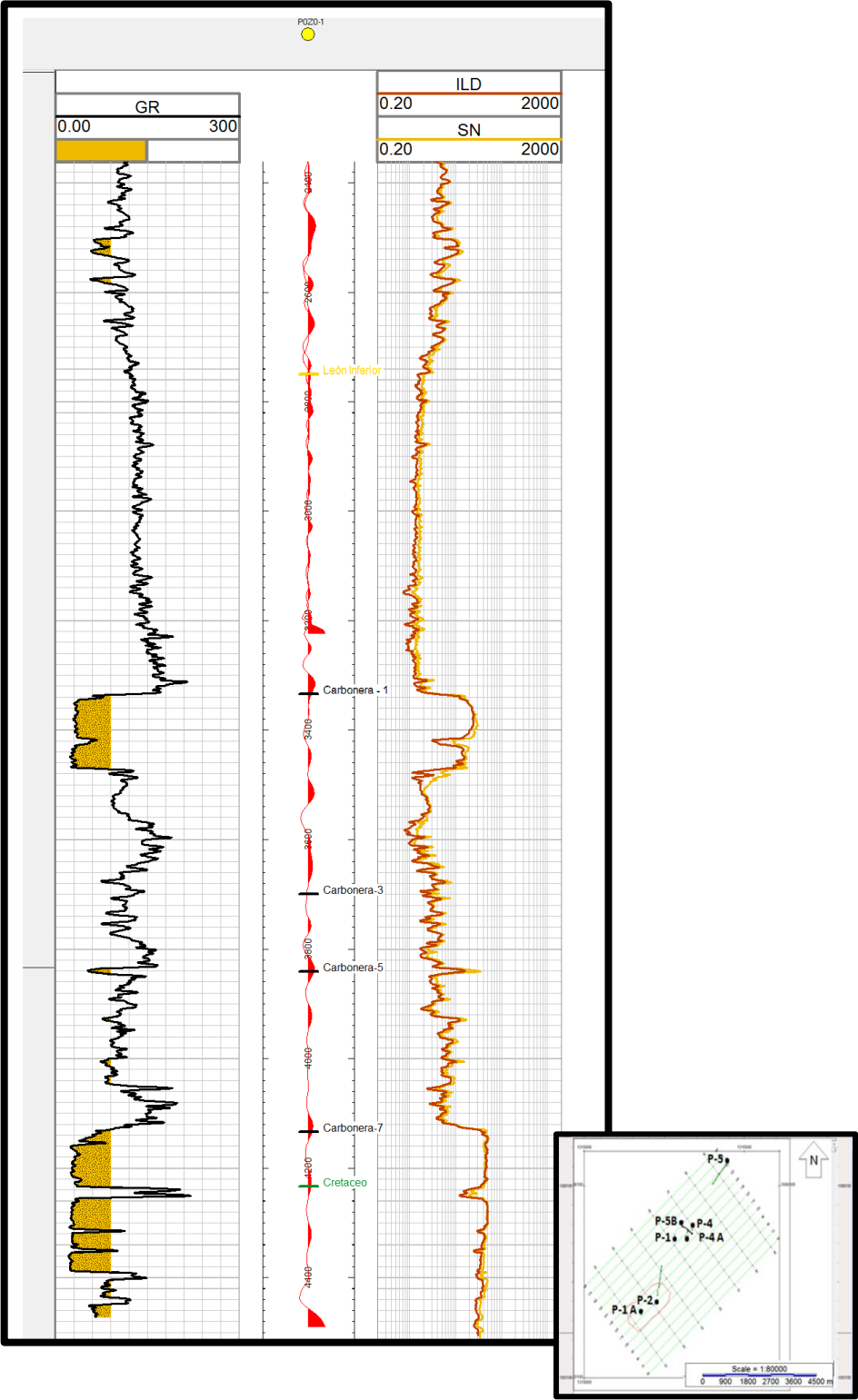


Imagen 35. Pozo 1

Correlación

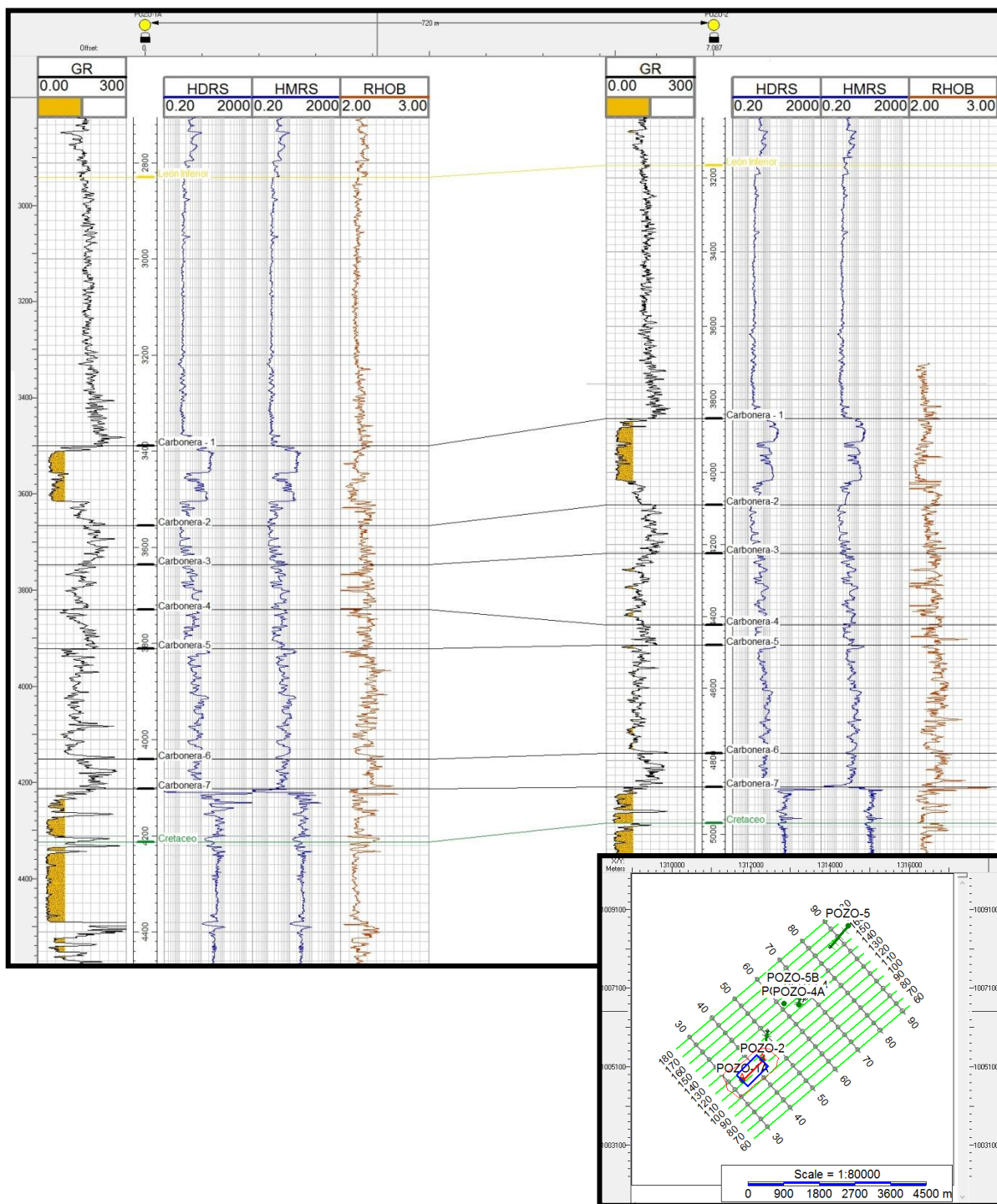


Imagen 36. Correlacion GR- HDRS-HMRS-RHOB

PETROFÍSICA¹

POZO 1

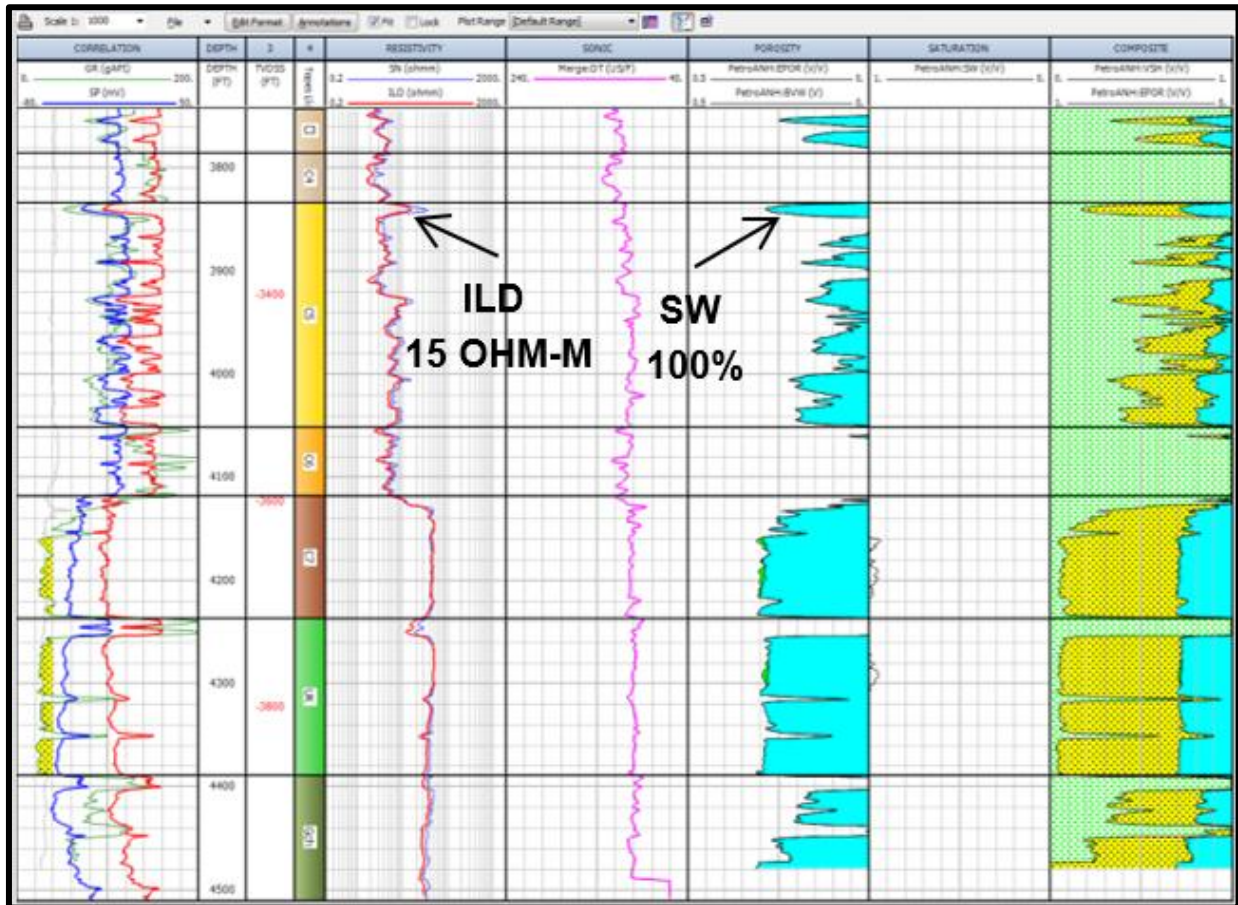


Imagen 37. Petrofísica Pozo 1

¹ Petrofísica realizada Por La Empresa durante la realización del estudio

POZO 2

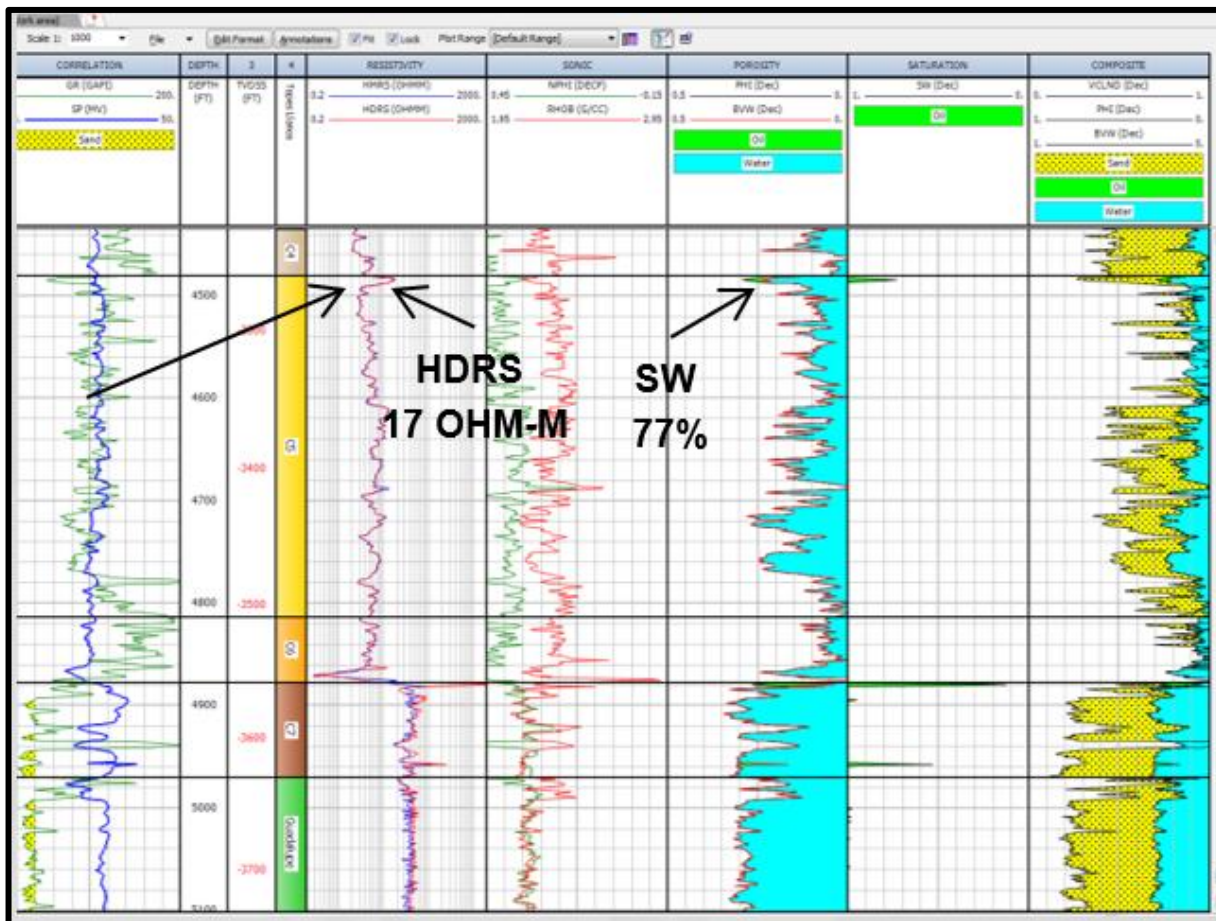


Imagen 38. Petrofísica Pozo 2

POZO 1 A

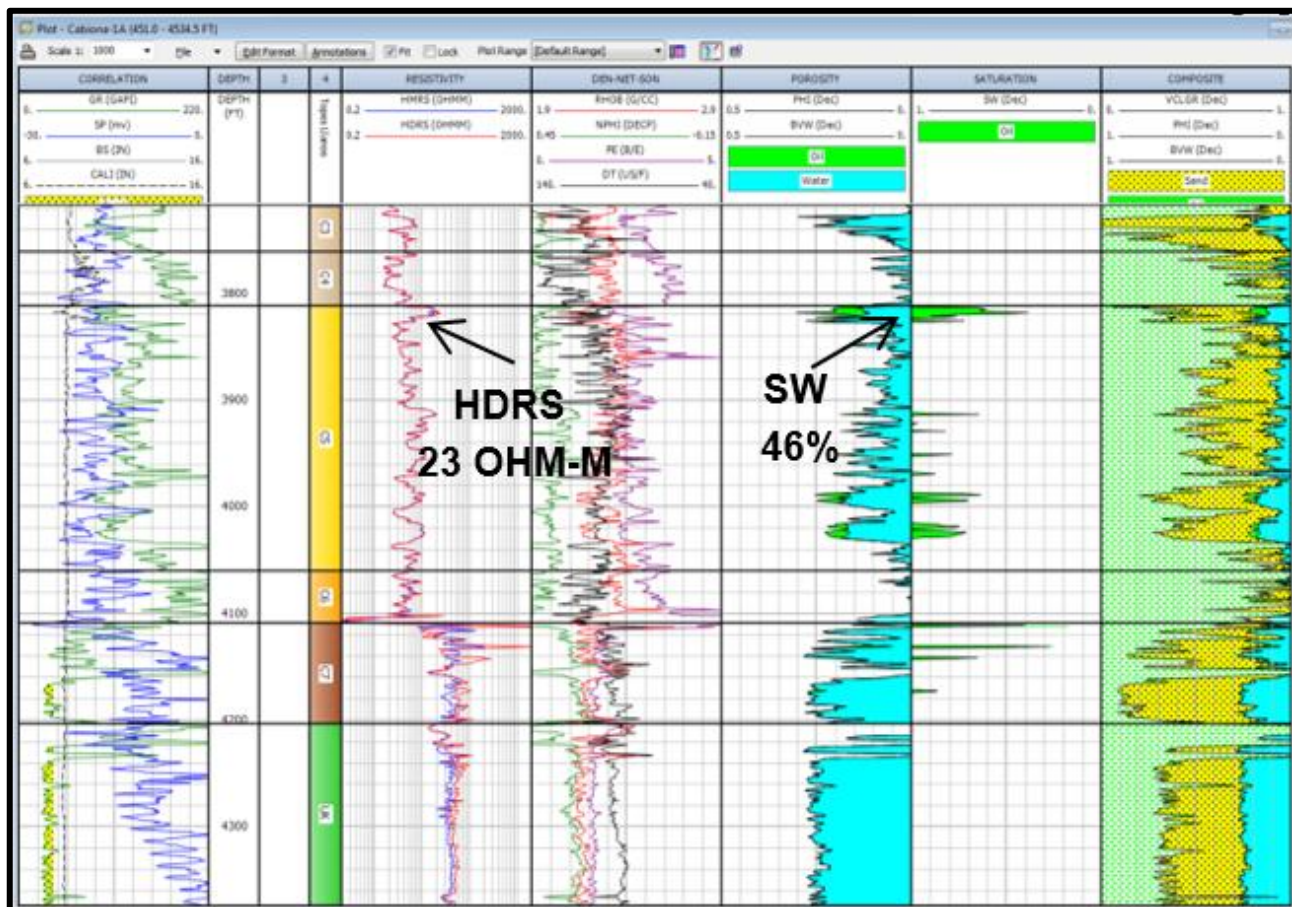


Imagen 39. Petrofísica Pozo 1 A

MAPAS

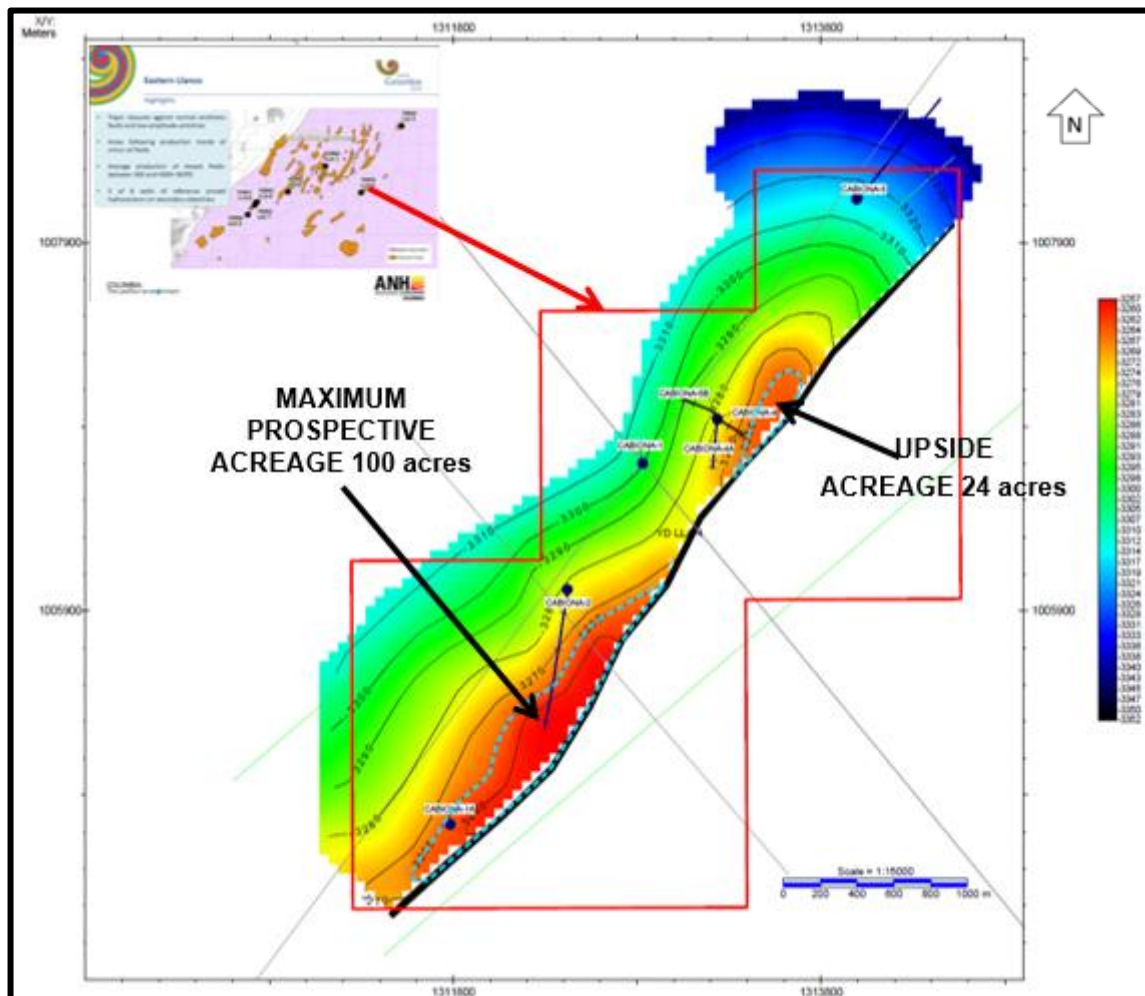


Imagen 40. C5 Depth

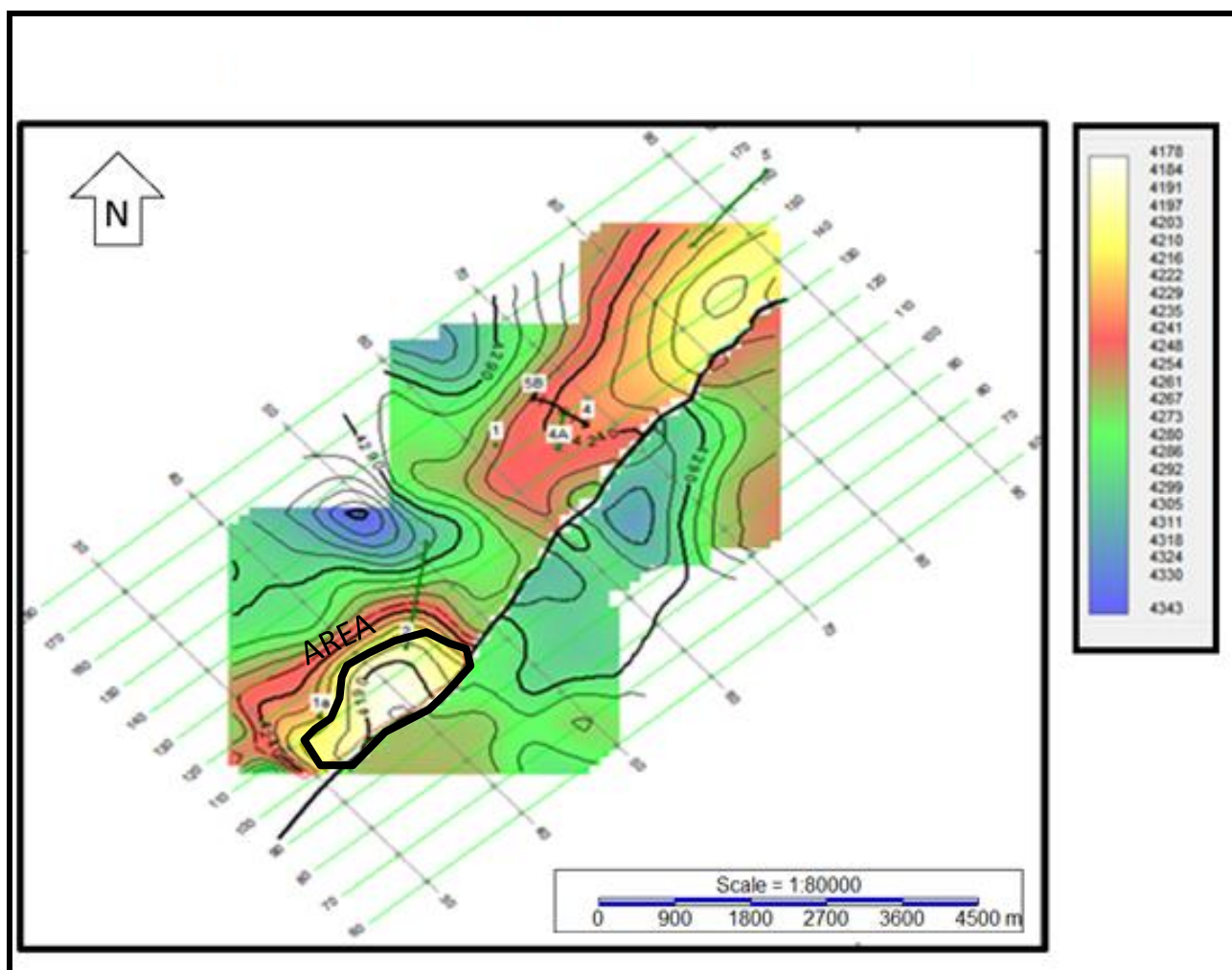


Imagen 41. C7 Depth

3.3 CÁLCULO VOLUMÉTRICO

El cálculo volumetrico se realizó con la estructura sencilla utilizando el Grid de Carbonera 7 en profundidad, teniendo su contacto inferior a 4,246.0000, su unidad de conversión fue 1.9176 y el factor de volumen del petroleo 1.2000.

El calculo de la porosidad (PHA) se realizó con el registro PHID un valor mínimo de 0,08 y un valor máximo de 0,4; la saturación de agua con un valor mínimo de 0,00 y un valor máximo de 0,6.

El polígono tenía un área de 920,573.7848, el Gross fue 26,456,574.5824m² feet, su volúmen Neto 15,167,429.1465m² feet, dando como resultado de petroleo in situ la cantidad de 8,861243.8072 STB, con el 20% de recobro se obtiene 1.6 millones recuperables.

Todo lo anterior es realizado con el propósito de actualizar los límites, ubicación de contactos, así como realizar los cálculos del petróleo original in situ (POES) por el método volumétrico.

La ecuación utilizada para el cálculo de petroleo in situ fue:

$$\text{ORIGINAL OIL IN PLACE} = \text{UNIT CONSTANT} * \text{AREA} * \text{NET} * \text{POROSITY} * \text{OIL SATURATION} / \text{BOI}$$

Teniendo:

Unit conversion constant: 1.9176 * default is based on X, Y and depth unit.

Oil volume factor (Boi): 1.2000 bbl / STB (> 1)

CONCLUSIONES

Como resultado de la interpretación sísmica, análisis petrofísico y la generación del modelo, se llega a la conclusión que hay dos intervalos de interés en un pozo perforado que no se probaron, la petrofísica mostró que son intervalos de interés con posible éxito y tienen un grado de facilidad debido a que el pozo ya está perforado solo faltan las pruebas.

Por la gran cantidad de agua que se encuentra en la zona de los llanos orientales la exploración se hace más difícil, ya que se muestran bajas resistividades.

Para poder hacer una distribución de propiedades y posterior generación del modelo estático del yacimiento regional es necesario obtener más información sísmica e información de pozos y bloques cercanos por lo que el modelo es local, sería necesario

El miembro C5 de la formación Carbonera tiene un espesor muy pequeño, por esto es muy probable estar cerca al contacto agua aceite y se facilita caer en agua.

Carbonea C7 es una estructura convencional lo que significa que es rentable obteniendo con el 20% de recobro 1.6 millones recuperables. Por los precios actuales del petróleo no es viable la extracción debido al costo que este implica, pero cuenta como reserva a futuro que puede ser importante para la empresa y para el país.

REFERENCIAS

Ecopetrol. (2016). Reservas Probadas Registran 1.849 Millones De Barriles De Petróleo Equivalentes Al Cierre De 2015, De Ecopetrol Sitio Web: [Http://Www.Ecopetrol.Com.Co/Wps/Portal/Es/Ecopetrol-Web/Nuestra-Empresa/Sala-De-Prensa/Boletines-De-Prensa/Boletines/Boletines/Balance-Reservas-Probadas-2015](http://www.Ecopetrol.Com.Co/Wps/Portal/Es/Ecopetrol-Web/Nuestra-Empresa/Sala-De-Prensa/Boletines-De-Prensa/Boletines/Boletines/Balance-Reservas-Probadas-2015).

La Comunidad Petrolera. (2008). Realización De Un Modelo Estático., De La Comunidad Petrolera Sitio Web: [Http://Modelaje-De-Pozos.Lacomunidadpetrolera.Com/2008/10/La-Construccin-De-Un-Modelo-De.Htm](http://Modelaje-De-Pozos.Lacomunidadpetrolera.Com/2008/10/La-Construccin-De-Un-Modelo-De.Htm)

Slideshare. (2013). Caracterización De Yacimientos. Sitio Web: [Http://Es.Slideshare.Net/Amadangel/Caracterizacin-De-Yacimientos](http://Es.Slideshare.Net/Amadangel/Caracterizacin-De-Yacimientos)

Sarmiento EAFIT. (2011). Petroleum Geology Of Colombia. 2016, De ANH Sitio Web: [Http://Www.Anh.Gov.Co/Informacion-Geologica-Y-Geofisica/Metodos-De-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_9_LLANOS_BASIN.Pdf](http://Www.Anh.Gov.Co/Informacion-Geologica-Y-Geofisica/Metodos-De-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_9_LLANOS_BASIN.Pdf).

Nociones Básicas Para La Interpretación De Perfiles De Pozo. [Http://Www.Oilproduction.Net/Cms3/Files/Apunte-Perfilaje-Es.Pdf](http://Www.Oilproduction.Net/Cms3/Files/Apunte-Perfilaje-Es.Pdf).

Perdomo Mayo 2006. Modelo Estático Integrado De Las Arenas U2u, U2l, U3u Y U3l, Del Área Oeste, Del Campo Melones, Aplicando Técnicas Geoestadísticas. [Http://Saber.Ucv.Ve/Jspui/Bitstream/123456789/2524/1/Trabajo%20especial%20de%20grado%20final.Pdf](http://Saber.Ucv.Ve/Jspui/Bitstream/123456789/2524/1/Trabajo%20especial%20de%20grado%20final.Pdf)

Registros Geofísicos. [Http://Www.Cedip.Edu.Mx/Tomos/Tomo06.Pdf](http://Www.Cedip.Edu.Mx/Tomos/Tomo06.Pdf)

Interpretación De Registros De Pozos De Petróleo. Falla Villegas, Elias Jhon. [Http://Sisbib.Unmsm.Edu.Pe/Bibvirtualdata/Tesis/Basic/Falla_Ve/Cap3.Pdf](http://Sisbib.Unmsm.Edu.Pe/Bibvirtualdata/Tesis/Basic/Falla_Ve/Cap3.Pdf)

Definiciones Tomadas De: Manual Petrel. Seismic To Simulation Software. Petrel Introduction Course. Schlumberger. Petrel 2007.

SLB Curve Mnemonic Dictionary- Schlumberger
[Http://Www.Apps.Slb.Com/Cmd/Index.aspx](http://Www.Apps.Slb.Com/Cmd/Index.aspx)

Definiciones tomadas de: Integrated Geoscience Workflow. Versión 8.7 IHS Kingdom 2012.